

N° ordre :

N° serie :

Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science
de la terre et de l'univers
Département de forage et MCP



MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de master

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : mécanique des chantiers pétroliers

Thème

*Etude de la corrosion par CO₂ au niveau
du champs (Rhourd Nouss)*

Présenté par :

- **REZKI Youcef**
- **OUAGGAD Youcef**

Soutenu publiquement le 15 juin 2019 à Ouargla devant le jury composé de :

Présidente	Mme TEKHA Mebarka	MAA à Université Ouargla
Encadreur	Mme BOUDJEMA Souheyla	MCA à Université Ouargla
Co- Encadreur	Mr SELAMA Ali	Ingénieur à SONATRACH
Examinatrice	Mme CHOUICHA Samira	MAA à Université Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à:

- ✪ *Mon père et ma mère pour leurs soutiennent durant toutes mes années d'études.*
- ✪ *Mes chers frères : Anouar-Mohamed-Yassine*
- ✪ *Mon oncle Chahreddine et sa femme.*
- ✪ *Toute ma famille.*
- ✪ *Tous mes camarades et mes amis que j'ai connu dans ma vie.*

Rezki Youcef

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à:

☪ *Mon père et ma mère pour leurs soutiennent durant toutes mes années d'études.*

☪ *Mes chers frères : Abd arezak-Tedjani-Abdalaili*

☪ *Mes amis B.Belahouil -B.Takj.*

☪ *Toute ma famille.*

☪ *Tous mes camarades et mes amis que j'ai connu dans ma vie.*

Ouaggad Youcef

Remerciement

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

*Nous remercions chaleureusement notre maitre : **Boudjema Souheyla** pour son aide, sa disponibilité, son sérieux ainsi que ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période d'étude.*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements à monsieur : **Selama Ali** pour son aide, son conseil, et ses instructions nous ont été données au long du stage.*

*Nous remercions aussi à toute l'équipe du service de corrosion dans la direction régionale **Rhourde- Nouss** pour ces précieuses orientations.*

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis.

MILLE MERCS

SOMMAIRE :

Introduction Générale

CHAPITRE I: La Corrosion

I.1 Introduction.....	2
I.2 Définition.....	2
I.3 Forme de corrosion.....	2
I.3.1 Corrosion chimique.....	2
I.3.2 Corrosion électrochimique.....	2
I.4 Différents types de corrosion.....	3
I.4.1 Corrosion uniforme (Generalisée).....	3
I.4.2 Corrosion Galvanique	4
♦Echelle de classification des métaux.....	4
I.4.3 Corrosion caverneuse.....	5
I.4.4 Corrosion par piqûres.....	6
I.4.5 Corrosion inter granulaire.....	7
I.4.6 Corrosion sous contraintes	7
I.4.7 Corrosion biochimique	8
I.4.8 Corrosion / érosion.....	8
I.5 L'impact de la corrosion sur la production.....	9
I.6 Les paramètres qui affectent la vitesse de corrosion.....	10
I.6.1 La composition de l'eau.....	10
I.6.2 Les hydrocarbures associés à l'eau.....	10
I.6.3 Le pH	10
I.6.4 La pression partielle du CO ₂ et la température.....	10
I.6.5 La pression.....	11
I.6.6 La température.....	11
I.6.7 La salinité.....	11
I.6.8 La vitesse d'écoulement.....	11
I.7 Corrosion par l'eau contenant du CO ₂	11
I.7.1 La corrosion par co ₂ au niveau du champ de Rhourde Nouss	12
I.7.2 Description du processus de corrosion par CO ₂	12
I.7.2.1 Mécanisme réactionnel.....	12

I.7.2.2 Influence de l'eau faiblement minéralisée.....	13
I.7.2.3 Effet de la vitesse des effluent.....	14
I.7.2.4 pression de système.....	14
Conclusion	14

CHAPITRE II: Moyens de lutte contre la

corrosion Introduction

II.1 Protection active.....	15
II.1.1 La protection anodique (anode sacrificielle).....	15
II.1.2 Protection cathodique.....	16
II.1.2.1 Principe De La Protection Cathodique.....	16
II.2 Protection passive.....	18
II.2.1 Diagramme potentiel - pH de Pourbaix.....	18
II.2.1.1 Domaine de corrosion.....	18
II.2.1.2 Domaine de passivité.....	18
II.2.1.3 Domaine d'immunité.....	18
II.2.2 Les revêtements protecteurs.....	19
II.2.2.1 Types de revêtement.....	19
a. Les revêtements métalliques.....	19
b. Les revêtements non métalliques.....	19
c. Les revêtements chimiques.....	19
II.2.2.2 Rôle des revêtements protecteurs.....	20
II.2.3 Protection par traitement chimique.....	20
II.2.3.1 Les inhibiteurs de corrosion	20
a. Définition.....	20
b. Propriétés.....	20
c. Les classes d'inhibiteurs.....	21
♦ Les inhibiteurs anodiques.....	21
♦ Les inhibiteurs cathodiques.....	22
♦ Les inhibiteurs mixtes.....	22
♦ Les silicates: (SiO ₂ , Me ₂ O).....	22
♦ Les poly phosphates: (MePO ₃)	23
♦ Le rôle des amines.....	23

CHAPITRE III: Lutte contre la corrosion au niveau du champ de Rhourde Nouss

III- Présentation La région de Rhourd Nouss	24
III.1 Injection d'inhibiteur de corrosion.....	26
III.1.1 Les critères pour choisir un inhibiteur de corrosion.....	26
a. L'efficacité.....	26
b. compatibilité avec d'autres additifs.....	26
c. solubilité dans l'eau et les hydrocarbures.....	26
d. stabilité thermique aux températures d'utilisation.....	27
e. la formation d'émulsions:.....	26
f. test de moussage.....	26
III.2 Procédure De Test D'Inhibiteur De Corrosion.....	27
III.2.1 Équipements et matériaux requis.....	27
III.2.2 Méthode d'échantillonnage au besoin.....	27
III.2.3 Méthode d'essai.....	28
III.2.3.1 But de test industriel:	28
III.2.3.2 Domaine d'application.....	28
III.2.3.3 Principe.....	28
III.2.4 Exécution de l'essai.....	28
III.2.4.1 Essai à blanc.....	28
III.2.4.2 Injection du produit (en continu).....	29
III.2.4.3 Changement de la nuance des aciers.....	31
Conclusion	31

CHAPITRE IV: Les méthodes de suivi du phénomène de la corrosion (au niveau de Rhourde Nouss)

Introduction

IV.1 Analyses chimiques.....	33
IV.1.1 Etude de cas	33
IV.1.2 Extraire des échantillons de collecte	34
IV.1.2.1 Mode d'opérateur	34
IV.1.3 Procédure de détermination la concentration de salinité.....	35
IV.1.3.1 Mode opératoire	36
IV.1.4 Procédure de détermination la concentration de Fe ⁺²	37
IV.1.4.1 Mode opératoire	37
IV.1.5 Résulta de l'analyse chimique	38

Discussion	
IV.2 Mesure d'épaisseur par Ultrasons.....	38
IV.2.1 Exemple d'une mesure d'épaisseur d'installation de surface de puits RNS 24 dans 3 points	39
IV.2.3 Exemple d'une mesure d'épaisseur d'installation de surface de puits Manifold MC1-1 dans 4 points	41
IV.2.4 Calcule de l'épaisseur critique	45
Conclusion	
IV.3 Coupon de corrosion.....	45
Conclusion	

Liste des figures

Figure 01: Corrosion uniforme d'un tube en acier.....	04
Figure 02 : Echelle galvanique du plus noble au moins noble.....	05
Figure 03: la corrosion galvanique.....	05
Figure 04: Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint.....	06
Figure 05: Corrosion par piqûres D'une cuve en acier inoxydable.....	07
Figure 06: Corrosion inter granulaire.....	07
Figure 07: Corrosion sous contraintes.....	08
Figure 08: Corrosion causé par bactérie.....	08
Figure 09: Corrosion par érosion.....	09
Figure 10: Anodes sacrificielle appelée encore anode réactive.....	15
Figure 11: Soutirage de courant ou dispositif à courant imposé.....	16
Figure 12: Electrode de référence [Cu/CuSO ₄].....	16
Figure 13: Schéma type de réalisation d'une installation de protection cathodique par soutirage de courant.....	17
Figure 14: Diagramme de POURBAIX fer-eau.....	19
Figure 15: Blocage de sites anodique par inhibiteur anodique (formation de barrières anodique).....	21
Figure 16: Blocage de sites cathodique par inhibiteur cathodique (formation de barrières cathodique).....	22
Figure 17: Schéma simplifié réseau collectes, puits producteur, phase A et B.....	24
Figure 18: Installation de surface d'un puits producteur de gaz de Rhourde Nouss.....	25
Figure 19: Installation de surface d'un Manifold.....	26
Figure 20: Pompe d'injection d'inhibiteur.....	31
Figure 21: Vane de purge.....	34
Figure 22: Récipients en verre.....	34
Figure 23: l'ampoule à décanter.....	35
Figure 24: pH mètre.....	35
Figure 25: échantillon+ K ₂ CrO ₄ ⁻²	36

Figure 26: point d equivalent.....	36
Figure 27: l'échantillon + l'eau distillée	37
Figure28 : mesurer l'absorbation à zero.....	37
Figure29 : ferrove	37
Figure30 : mesure l'absorbance.....	37
Figure31 : installation de surface des puits RNS 24.....	39
Figure32 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au point H ...	40
Figure33 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au point I.....	40
Figure34 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au pointM	41
Figure35 : installation de surface des puits manifold MC1-1.....	41
Figure36 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au pointF.....	43
Figure37 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au pointG.....	43
Figure38: diagramme représente la dégradation d'épaisseur au pointH.....	44
Figure39 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au pointI	44
Figure 40: coupon de corrosion.....	46
Figure 41: extracteur de coupon de corrosion.....	46
Figure 42: Fin de préparation un extracteur et coupon	46
Figure 43: L'extracteur installé sur La ligne.	46

Liste des tableaux

Tableau 01 : Données du test industriel relatives au puits RN25.....	33
Tableau 02 : résultat de mesure d'épaisseur pendant 6 années.....	43
Tableau 03 : résultat de mesure d'épaisseur pendant 6 années.....	46

Introduction

Générale

La corrosion interne des canalisations et des collectes de surface en acier est un phénomène fréquent et constitue l'un des problèmes majeur dans l'industrie pétrolière et surtout dans le domaine de la production du pétrole et du gaz.

En présence d'eau liquide, la dissolution du CO₂ engendre différents phénomènes de corrosion des aciers. Les équipements de forage et production pétrolière sont en premier lieu concernés par cette corrosion, mais également les unités de traitement de ces gaz acides. Certaines unités de raffinage sont également affectées.

Du point de vue économique, la corrosion pose un grand problème dans le domaine industriel au niveau mondial. Il est estimé que chaque année entre 10 à 20 % de la production mondiale de l'acier est détruite par la corrosion.

Vue l'importance de la corrosion qui s'est manifestée au niveau des installations de Rhourde Nouss, ce phénomène a poussé à la création du service inspection-corrosion, afin de trouver des solutions de lutte contre la corrosion. (La structure de service est détaillée on l'annexe).

Pour cela, il est important de présenter dans ce travail des aperçus sur les principaux types et formes de corrosion les plus rencontrés dans le domaine pétrolier et plus particulièrement le type de corrosion présent au niveau du champ de Rhoude Nouss (corrosion par CO₂).

CHAPITRE I :

Généralité sur la corrosion

I.1 Introduction :

La corrosion est le phénomène suivant lequel les métaux ont tendance, sous l'action d'agents atmosphériques ou de réactifs chimiques, à retourner à leur état original d'oxyde, carbonate, plus stable par rapport au milieu considéré et ainsi à subir une détérioration de leurs propriétés.

Le problème de la corrosion a pris de nos jours une importance considérable, vu que la grande utilisation des métaux et alliages dans la vie moderne. Son intérêt scientifique interdisciplinaire, elle répond à un enjeu industriel important.

L'étude de la corrosion se situe à croisée de divers domaines : électrochimie, physique du solide, métallurgie, chimie, physique, thermodynamique, ...etc.

I.2 Définition :

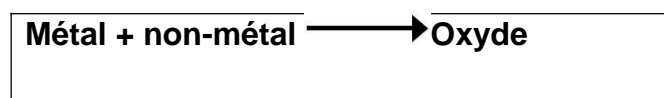
La corrosion est définie comme étant la destruction des métaux qui se produit sous l'effet de réactions chimiques ou électrochimiques avec le milieu ambiant et la perte des qualités spécifiques du matériau qui en résulte. Les théories sur la corrosion sont toutes fondées sur la structure atomique de la matière [1].

I.3 Formes de corrosion :

Les différentes formes de la corrosion ne sont pas toujours indépendantes les unes des autres. Certaines peuvent se développer de façons simultanées. Les deux grandes formes sont :

I.3.1 Corrosion chimique :

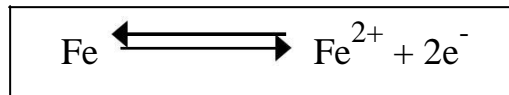
Cette forme de corrosion se définit comme le résultat d'une réaction hétérogène entre une phase solide de métal, et une phase gazeuse ou liquide non-électrolyte (corrosion sèche). La forme générale de la réaction est :



I.3.2 Corrosion électrochimique : (présence d'électrolyte) [2]

C'est la plus répandue. Elle a lieu en présence d'un milieu aqueux favorisant les échanges de particules chargées électriquement (ion). Elle est accentuée par les hétérogénéités du métal (composition) et/ou du réactif (phénomène de diffusion, différence de concentration, pH, et température). Elle se manifeste lorsqu'il existe une hétérogénéité soit dans le métal soit dans le réactif.

L'existence de ces hétérogénéités détermine la formation d'une pile galvanique, et un courant électrique circule entre anode et cathode, les zones constituant les anodes étant attaquées. Dans le cas où les zones anodiques sont très faibles comparativement ou zone cathodiques, la corrosion localisée sera déclenchée. Un métal plongé dans un électrolyte a plus ou moins tendance à s'ioniser, c'est-à-dire à se décomposer en ion métallique. Le fer par exemple se dissout suivant l'équation :



Ces deux états en équilibre déterminent le potentiel électrochimique ou potentiel de **NERNST** défini par l'équation :

$$E = E_0 + \log C \left(\frac{RT}{nF} \right)$$

Où :

E : potentiel dans une solution de concentration C.

E₀ : potentiel nominale d'électrode.

T : température de gaz

R=1,985 cal/°K.

n : valence de l'ion métallique considérée.

F : constante de faraday = 96500 Coulombs.

C : concentration de la solution en ion (g/L).

I.4 Différents types de corrosion :

I.4.1 Corrosion uniforme (Généralisée) :

C'est le type le plus connu, elle est caractérisée par une réaction chimique ou électrochimique qui se produit uniformément sur toute la surface considérée. (**Figure 1**). Ce type de corrosion est le plus facile à mesurer. Le taux de corrosion T est donné en plusieurs unités. La plus répandue est mm/an, donnée par :

$$T = \frac{\text{Masse perdue (g) pendant } t \text{ (heures)} \times 8750}{\text{Surface (mm}^2\text{)} \times \text{densité} \times \text{temps (heures)}}$$

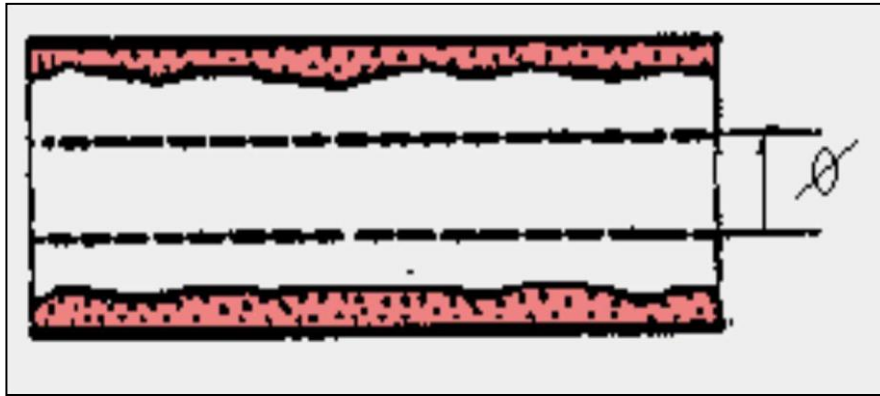


Figure 01 : Corrosion uniforme d'un tube en acier.

I.4.2 Corrosion Galvanique :

Corrosion connue aussi sous le nom de corrosion de contact. La notion de couple galvanique correspond à un type particulier de corrosion qui trouve son origine dans la corrosion électrochimique résultant de la formation d'une pile par mise en contact de deux matériaux différents conducteurs dans un environnement assurant un milieu électrolytique.

(Figure 3)

La corrosion galvanique apparaît principalement dans les zones d'assemblage entre une structure métallique, à l'aide des éléments métalliques (vis, rivets,...). L'expérience montre qu'il faut une différence de potentiel de 100 mV pour voir apparaître la corrosion. Le métal le moins noble (potentiel de dissolution le moins élevé dans la série galvanique) joue le rôle d'anode et se corrode [3].

La différence de potentiel n'est pas le seul critère ; certains métaux se polarisent plus facilement que d'autre.

◆Echelle de classification des métaux :

Cette échelle a pour principal intérêt de déterminer le comportement d'un métal par rapport à un autre. Tout métal de la liste est dit "noble" par rapport à ceux qui le suivent.

(Voir Figure 2).

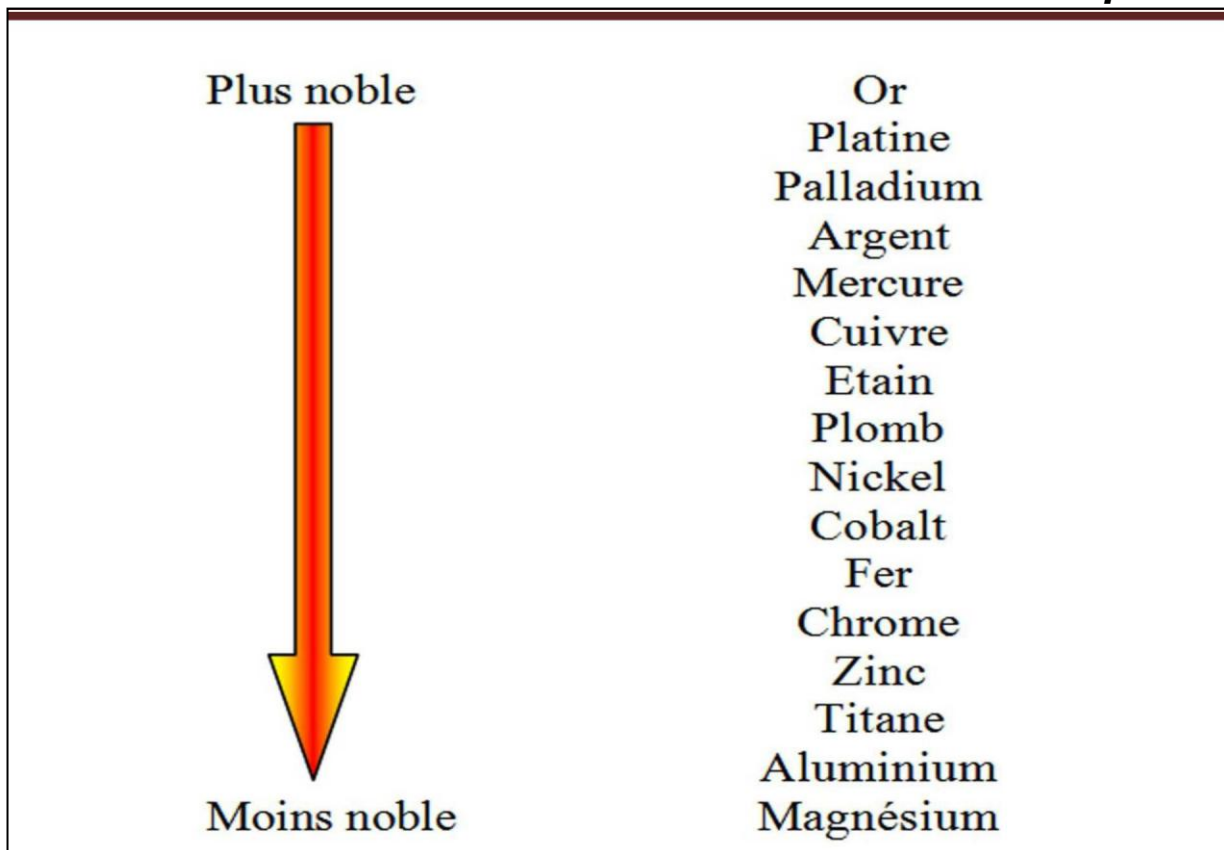


Figure 02 : Echelle galvanique du plus noble au moins noble.

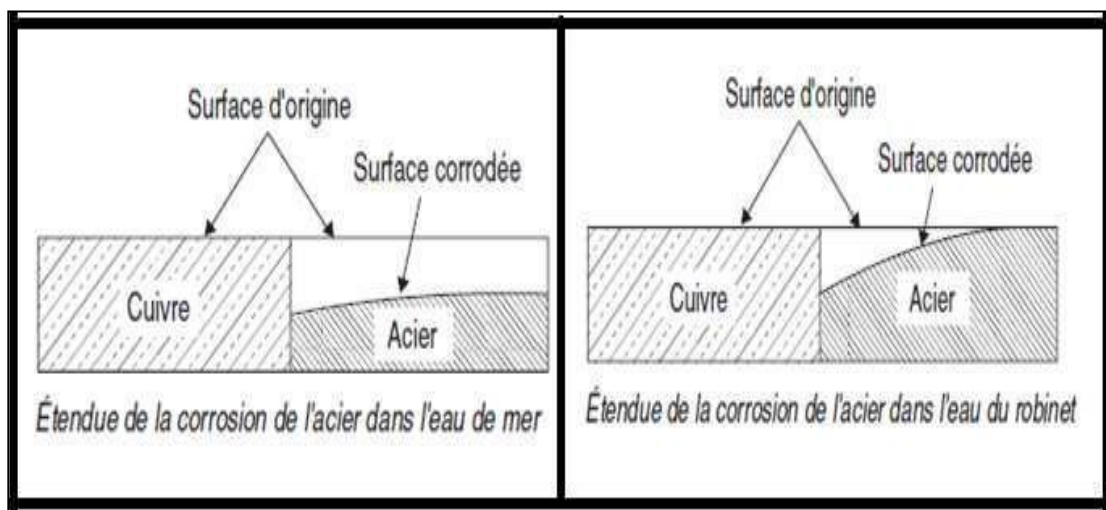


Figure 03 : la corrosion galvanique

I.4.3 Corrosion caverneuse :

Cette forme de corrosion porte parfois le nom de corrosion caverneuse ou interstitielle. Elle apparaît dans toutes les zones de confinement des recoins de structure, les contacts entre pièces mal ajustées, sous les joints. C'est une attaque électrochimique par aération différentielle. Elle se caractérise par la dissolution très rapide de la zone confinée,

précédée d'un temps d'incubation plus ou moins long pendant laquelle métal ne subit aucun dommage (**Figure 4**).

Cette corrosion peut apparaître même pour des concentrations faibles en ions Cl^- augmente l'égerment la vitesse de cette forme de corrosion.

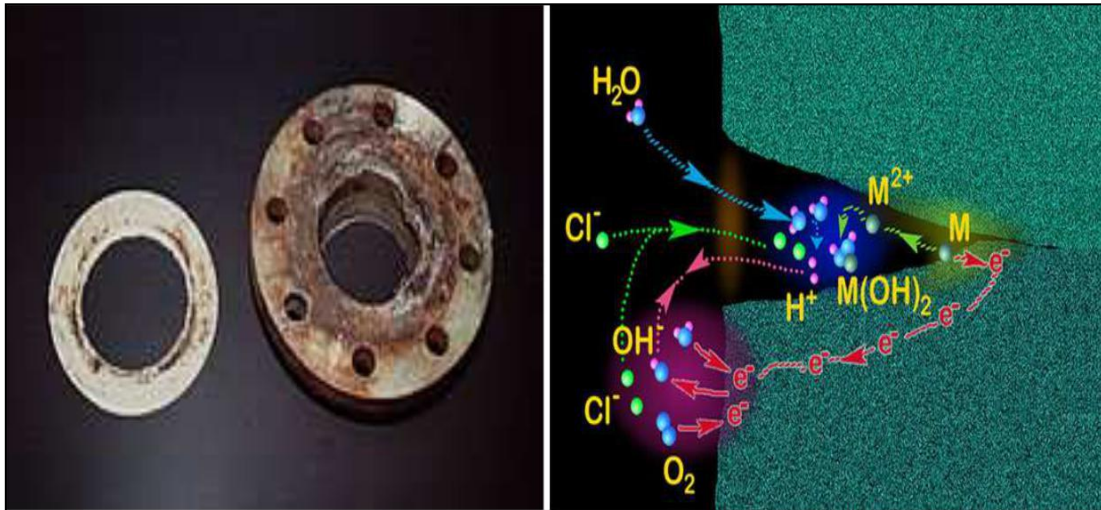


Figure 04 : Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint.

I.4.4 Corrosion par piqûres :

Cette forme de corrosion est particulièrement insidieuse. L'attaque se limite à des piqûres très localisées et pouvant progresser très rapidement en profondeur, alors que le reste de la surface reste saine (**Voir Figure 5**). L'installation peut être perforée en quelques jours sans qu'une perte de poids appréciable de la structure apparaisse.

Le mécanisme du processus de corrosion est semblable à celui de la crevasse, sauf que dans la corrosion par piqûres on a une corrosion en profondeur et une auto propagation des ions par gravité [4].



Figure 05 : Corrosion par piqûres d'une cuve en acier inoxydable.

I.4.5 Corrosion inter granulaire :

C'est une attaque sélective aux joints de grains, par suite d'hétérogénéités locales : appauvrissement de l'un des constituants ou au contraire, enrichissement par suite de précipitation lors d'un traitement thermique par exemple. Il a alors création de piles locales avec dissolution des zones anodiques [3] (**Voir Figure 06**)

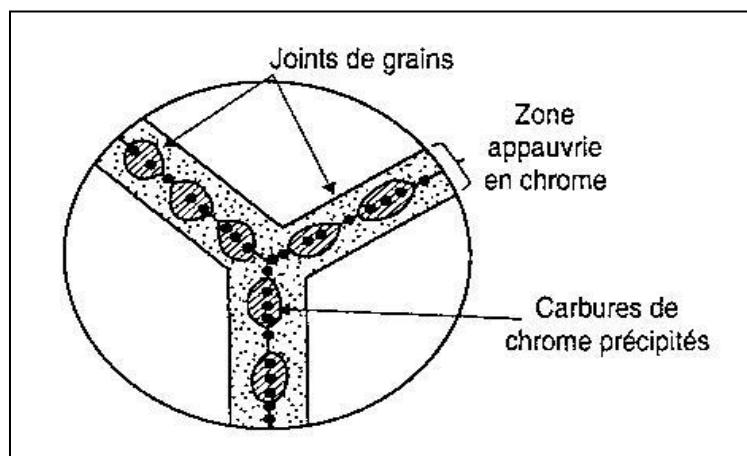


Figure 06 : Corrosion inter granulaire.

I.4.6 Corrosion sous contraintes :

Le mécanisme de la corrosion sous contrainte (C.S.C), est un phénomène de fissuration catastrophique qui risque de se produire sous l'action combinée de tension mécanique et d'un milieu corrosif spécifique de l'alliage considéré [4].

Ces contraintes de tension sont à l'origine du démarrage de la corrosion en divers points de la surface métallique (destruction du film de protection). **(Voir Figure 07)**

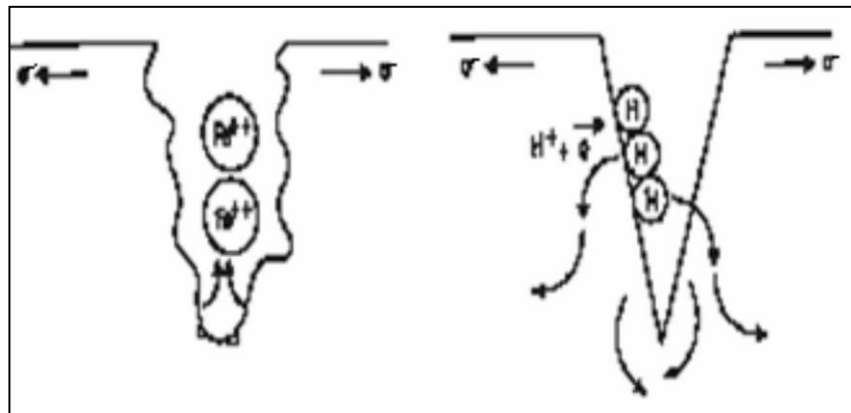


Figure 07 : Corrosion sous contraintes

I.4.7 Corrosion biochimique :

La dégradation du métal est due essentiellement à l'activité d'organismes vivants. Ce dernier est constitué de micro-organismes du genre bactéries (sulfato-réductrices) et des micro-organismes du type algues **(Figure 8)**.



Figure 08 : Corrosion causé par bactérie.

I.4.8 Corrosion / érosion :

La corrosion érosion apparaît souvent aux endroits de forte turbulence tels que coudes, rétrécissements de tubes et les pompes. La destruction des couches protectrices n'est pas homogène sur les surfaces métalliques ce qui crée des surfaces actives et passives. **(Voir Figure 09)**.

En fonction de l'accroissement de la vitesse, on peut constater une zone de corrosion acide, puis une passivation accrue et enfin l'absence de formation de toute couche protectrice [5].

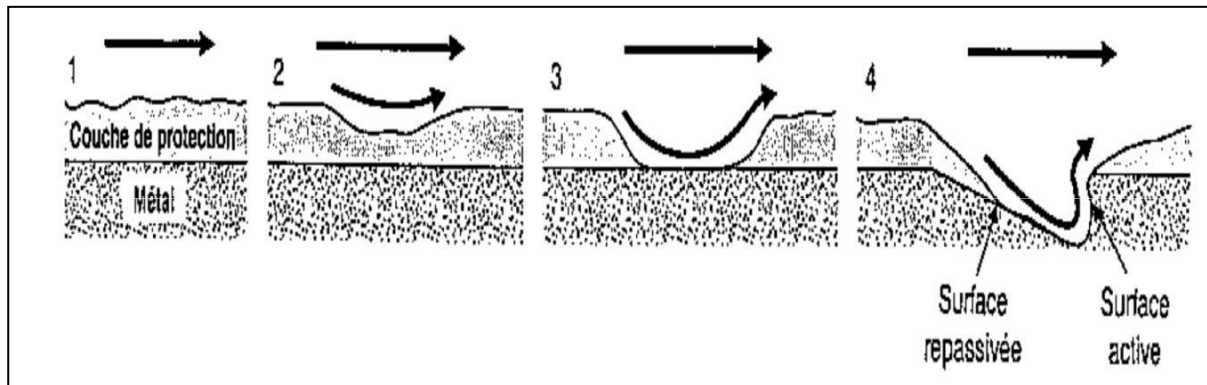


Figure 09 : Corrosion par érosion.

I.5 L'impact de la corrosion sur la production [6] :

La définition annoncée ci-dessus admet que la corrosion est un phénomène nuisible qui détruit le matériau ou réduit ses propriétés, le rendant ainsi inutilisable pour une application prévue. Les effets directs ou indirects de la corrosion sont résumés ci-après :

- ◆ Pertes de vies humaines.
- ◆ Surdimensionnement des pièces.
- ◆ Remplacements des matériaux corrodés.
- ◆ Coût de l'entretien et du contrôle (peinture, protection cathodique).
- ◆ Contamination du produit par des agents de corrosion.
- ◆ Arrêt de production.
- ◆ Augmentation des coefficients de sécurité.
- ◆ Coût des pièces à remplacer, des réparations à effectuer.
- ◆ Coût d'emploi des matériaux plus nobles (le prix de revient de l'acier inoxydable, des alliages de nickel et d'autres métaux modernes, sont beaucoup plus élevés que celui de l'acier ordinaire).
- ◆ Prix de revêtement et d'emploi d'inhibiteurs.

◆Gaspillage en moyens matériels, délais et financières.

I.6 Les paramètres qui affectent la vitesse de corrosion :

Dans la pratique les principaux paramètres qui affectent la vitesse de corrosion des aciers au carbone et faiblement alliés par l'acide carbonique dissous dans l'eau sont décrits ci-dessous.

I.6.1 La composition de l'eau :

La composition de l'eau peut gouverner des conditions de sursaturation (notamment en Fe^{2+} et/ou $CaCO_3$) qui jouent un rôle essentiel sur la formation et la stabilité de la couche de carbonate de fer.

I.6.2 Les hydrocarbures associés à l'eau :

Lorsqu'il n'y a pas présence d'eau libre à la surface de l'acier mais adsorption d'un film continu d'hydrocarbure, la corrosion n'a pas lieu. La nature, la quantité des hydrocarbures ainsi que les conditions d'écoulement hydrodynamique sont donc des paramètres importants.

I.6.3 Le pH :

La susceptibilité du matériau à la corrosion est fonction du pH de l'électrolyte. Une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu, ce qui modifié les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu [7].

I.6.4 La pression partielle du CO_2 et la température :

La dissolution du CO_2 dans l'eau est proportionnelle à sa pression partielle. La corrosion est d'autant plus accentuée que la pression de CO_2 est élevée. Tels que selon la norme API :

- ◆ Si $P_{CO_2} < 0.5 \text{ bar}$ Pas de corrosion.
- ◆ Si $0.5 < P_{CO_2} < 2 \text{ bar}$ La corrosion est possible.
- ◆ Si $P_{CO_2} > 2 \text{ bar}$ La corrosion rapide.

I.6.5 La pression :

La variation de la pression joue simplement sur la quantité de CO₂ dissous dans l'eau (pression partielle du CO₂).

Dans des cas particuliers (milieu agressif contenant des matières susceptibles de réagir avec les produits de corrosion pour donner des composés insolubles protecteurs) elle favorise l'attaque lorsque celle-ci est faible, elle la ralentit lorsque celle-ci est grande [8].

I.6.6 La température :

Généralement, l'augmentation de la température accélère les phénomènes de corrosion [8], car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère la cinétique de réaction et de transport. L'importance de son influence diffère cependant du milieu corrosif dans lequel se trouve le matériau métallique [9].

I.6.7 La salinité :

Les sels dissous dans l'eau affectent le taux de corrosion en augmentant la conductivité de l'eau. Ceci qui on observe aux saumures de gisement de pétrole et aux fluides de complétion. Les fluides contenant le sel de chlorure de 3% en poids sont plus corrosifs que les fluides de haut-salinité.

I.6.8 La vitesse d'écoulement :

En principe dans l'eau agitée, la vitesse de corrosion augmente jusqu'à la formation des couches protectrices diminuent le taux de corrosion. C'est de telles sortes, que des états de surface hétérogènes se forment et une corrosion localisée ou bien une corrosion par érosion peut apparaître.

I.7 Corrosion par l'eau contenant du CO₂ :

En présence d'eau liquide, la dissolution du CO₂ engendre différents phénomènes de corrosion des aciers. Les équipements de forage et production pétrolière sont en premier lieu concernés par cette corrosion, mais également les unités de traitement de ces gaz acides.

I.7.1 La corrosion par CO₂ au niveau du champ de Rhourd Nouss [10] :

La région de Rhoud Nouss exploite environ de 60 puits de gaz à condensat et 33 puits injecteurs depuis janvier 1988.

Le champ de gaz de cette région s'est heurté à un problème de corrosion grave dont les incidences sont multiples et coriaces dès sa mise en exploitation, parmi lesquelles on peut citer :

Perçement des tubings de production à des profondeurs allant jusqu'à 1000 m à partir de la surface (position correspondante au point de rosée) causant des arrêts de six (6) semaines à deux (2) mois pour les travaux de WORK-OVER sans oublier le coût exorbitant de celui-ci.

Perçement des pipes aux points singuliers (coudes, soudures, brides, génératrices inférieures,...), causant des baisses de production et une augmentation des frais d'entretien des installations corrodées ainsi que l'apparition d'un danger réel sur le personnel.

Pour cela, la Direction Régionale de Rhourd Nouss (afin de réduire l'impact de la corrosion tout au long de la chaîne de production) a pris des mesures techniquement et économiquement réalisables sur site dont les résultats sont aujourd'hui satisfaisants. En résumé les principaux moyens de lutte mis en œuvre sont :

Emploi d'inhibiteurs de corrosion.

Diminution des singularités.

Choix judicieux des matériaux.

Emploi des revêtements organique.

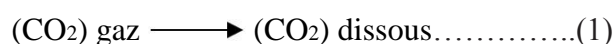
I.7.2 Description du processus de corrosion par CO₂ [11] :

I.7.2.1 Mécanisme réactionnel :

La corrosion des équipements du champ de Rhourd Nouss est due essentiellement à la présence du gaz carbonique contenu dans le gaz, et qui dissous l'eau, forme de l'acide carbonique H₂CO₃ qui est un acide faible et donc conduit à un abaissement du pH avec formation du carbonate ferreux FeCO₃.

Ce phénomène s'explique par les réactions suivantes :

♦ Dissolution du dioxyde de carbone :

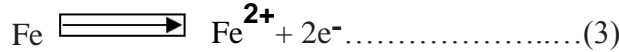


♦ Formation d'acide carbonique :



Réaction anodique:

♦ Réaction d'oxydation du fer



Réaction cathodique :

♦ Réaction de réduction du proton



Réaction de dissociation :

♦ Première dissociation de l'acide carbonique

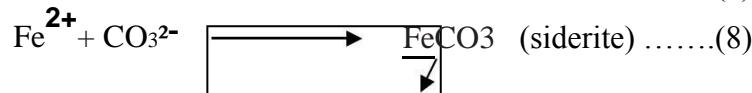
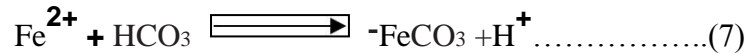


♦ Seconde dissociation de l'acide carbonique



Réaction de précipitation :

♦ Formation de carbonate de fer :



Le FeCO₃ est un produit de corrosion qui précipite dans la solution et forme un film sur la surface de l'acier qui réduit la corrosion. La corrosion par CO₂ est influencée par différents facteurs tel que :

- La concentration en CO₂.
- La température.
- Le pH.
- La présence d'autres ions (ionisation d'eau).

I.7.2.2 Influence de l'eau faiblement minéralisée :

Les eaux condensées en aval du porte duse du fait de la détente ΔP importante (200 à 80 Kg/cm²) sont faiblement minéralisées, ce qui favorise la dissolution du CO₂ et nous donne un milieu très corrosif vis-à-vis de l'acier au carbone.

De plus, en général et en raison de la jeunesse du gisement, l'eau contenue dans l'effluent de Rhourd Nouss est faiblement minéralisée.

I.7.2.3 Effet de la vitesse des effluents :

La variation de la vitesse du fluant engendre une variation au régime d'écoulement surtout aux niveaux des points de changement de direction (les couds, les Tés). Ceci conduit d'apparitions du morse de la corrosion par érosion.

L'effluent de Rhourd Nouss présente une vitesse de l'ordre de 7 à 9 mètres par seconde ce qui favorise le phénomène indiqué.

I.7.2.4 pression de système :

L'influence de la différence de pression (ou la chute brutale de la pression (ΔP)) est importante au niveau des installations de surface des puits producteurs de gaz naturel, tels que au niveau des portes duses. Il y a condensation de l'eau en présence du CO_2 dissous ce dernier est favorise la corrosion par CO_2 .

Conclusion :

Cette classification des différents types de détérioration des métaux et alliages par la corrosion, selon des "modes" précis et définis reste assez arbitraire.

Dans la pratique et à l'échelle industrielle ; les formes de la corrosion sont souvent plus complexes ; plusieurs modes de corrosion peuvent agir ensembles et les conditions de travail sont difficiles à imposer. Cependant, ce classement est intéressant, en ce sens qu'il permet d'établir une liste des problèmes rencontrés et de les caractérisés.

Chapitre II :

Moyens de lutte contre la corrosion

Introduction :

La lutte contre la corrosion consiste à contrarier les circonstances favorables au développement d'une réaction de corrosion comme par exemple [12, 13] :

Isolation du métal.

Modification artificielle de potentiel électrochimique du métal.

Blocage des réactions de corrosion, en utilisant des inhibiteurs.

Ralentissement de la corrosion par réaction entre agents passivant et le métal qui conduit à la formation de composés chimiques stables à la surface du métal à protéger.

Choix du matériau.

Dans la suite de ce chapitre, nous citerons les principaux moyens de lutte contre la corrosion.

II.1 Protection active : [14]

Deux types de protection active sont pratiqués :

- ◆La protection active anodique.
- ◆La protection active cathodique.

II.1.1 La protection anodique (anode sacrificielle) :

Les anodes sacrificielles sont les métaux moins nobles tels que les anodes de Zinc, le Magnésium, ou d'aluminium. Celles-ci vont se corroder préférentiellement et fournir un courant cathodique à la structure (**Figure 10**).

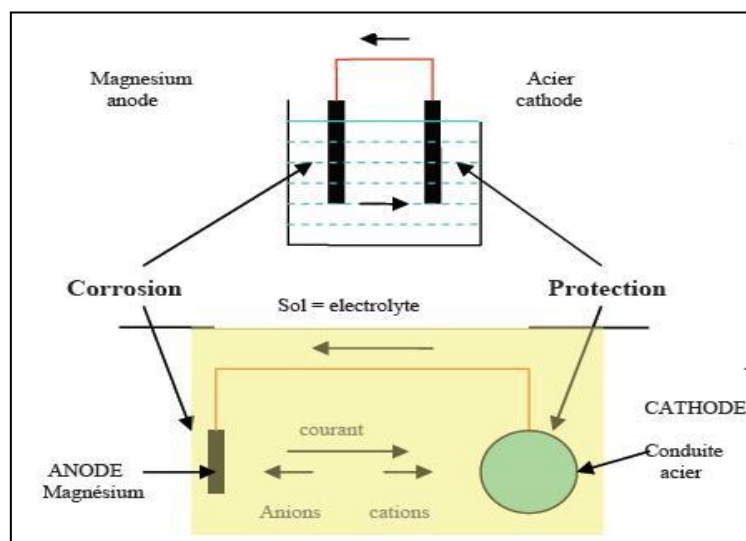


Figure 10 : Anodes sacrificielle appelée encore anode réactive

II.1.2 Protection cathodique :

II.1.2.1 Principe de la Protection cathodique :

La Protection cathodique d'un ouvrage métallique en contact avec un électrolyte consiste à placer cet ouvrage à un potentiel électrique négatif tel que la corrosion devienne thermodynamiquement impossible (**Figure 11**).

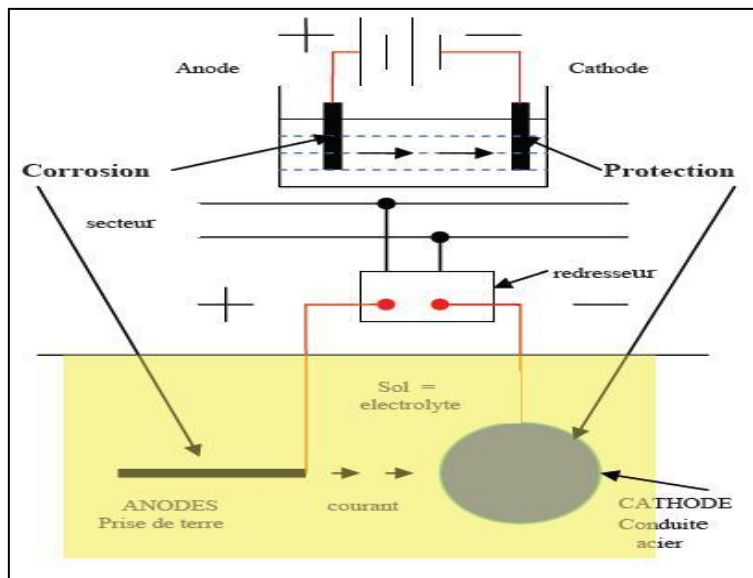


Figure 11 : Soutirage de courant ou dispositif à courant imposé.

La plupart des mesures de protection cathodique dans les sols sont effectuées avec une électrode de référence **Cu/CuSO₄** (**Figure 12**).

Pratiquement tous les spécialistes s'entendent pour considérer qu'il n'y plus de corrosion mesurable lorsque le potentiel de l'acier dans le sol est inférieur à (-850 mv **Cu/CuSO₄**).

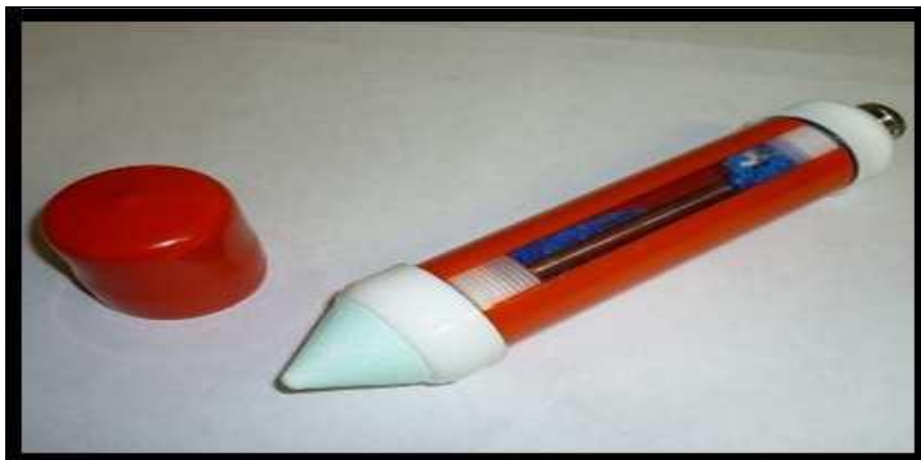


Figure 12 : Electrode de référence Cu/CuSO₄

La protection cathodique est généralement utilisée en association avec un autre mode de protection conventionnel par revêtement ou par peinture, ceci afin de limiter la densité de courant fournie par les anodes ou le générateur. Parmi les principaux domaines d'application on peut citer :

♦ Les structures enterrées : il s'agit des canalisations, des réservoirs de stockage,.... etc. La disposition des anodes est fonction de la taille des installations.

♦ Les structures immergées : carènes ou installations fixes (jetées, appontements, plates-formes de forage offshore) en eau de mer ou en eau douce.

♦ Les structures contenant l'agent corrosif : réservoirs, citernes, cales de navires, conduites, condenseurs...

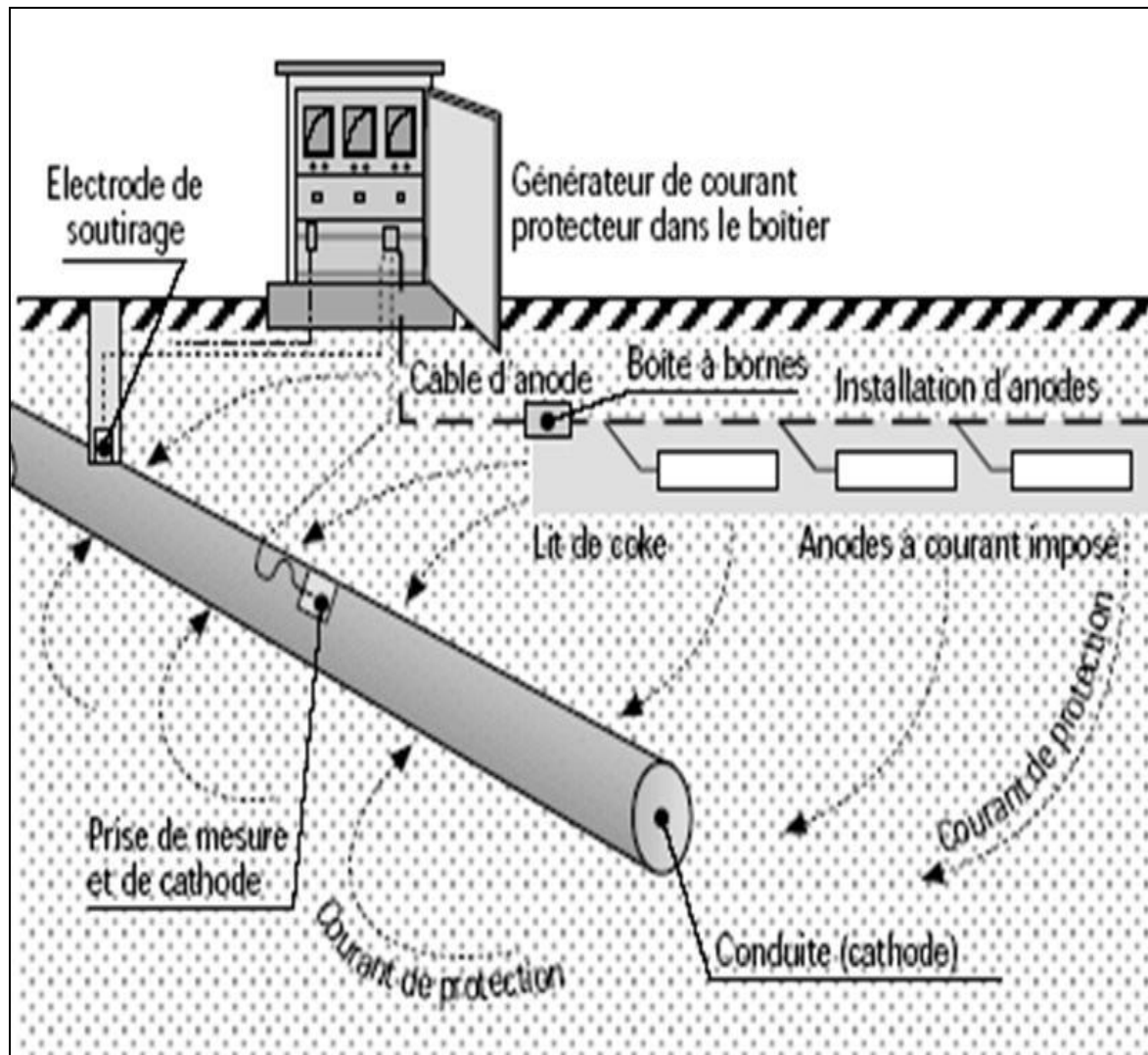


Figure 13 : Schéma type de réalisation d'une installation de protection cathodique par soutirage de courant.

II.2 Protection passive :

En se basant sur le diagramme de **POURBAIX** (voir **figure14**) illustrant les différentes zones de corrosion passivation et immunité de l'acier, la prévention de la corrosion est assurée par plusieurs procédés :

- ◆ Passivation des surfaces en maintenant le milieu suffisamment oxydant et alcalin.
- ◆ Isolation chimique ou physique (revêtement)
- ◆ Abaissement du potentiel d'électrode (exemple : protection cathodique parcourant imposé).

II.2.1 Diagramme potentiel - pH de Pourbaix :

Les nombreuses réactions chimiques ou électrochimiques intervenant dans les phénomènes de corrosion dépendent du pH de la solution. Pourbaix a établi des diagrammes potentiel-pH qui délimitent différents domaines dans lesquels :

II.2.1.1 Domaine de corrosion :

Les formes d'oxydation du métal sont des ions (Fe^{2+} , Fe^{3+} , $\text{Fe}(\text{OH})_3$).

II.2.1.2 Domaine de passivité :

Eventuellement les formes d'oxydation du métal sont des oxydes (Fe_3O_4 , Fe_2O_3) qui peuvent être protecteurs.

II.2.1.3 Domaine d'immunité :

La forme stable est le métal plus précisément la concentration molaire volumique des ions en équilibre y est inférieure à une valeur déterminée

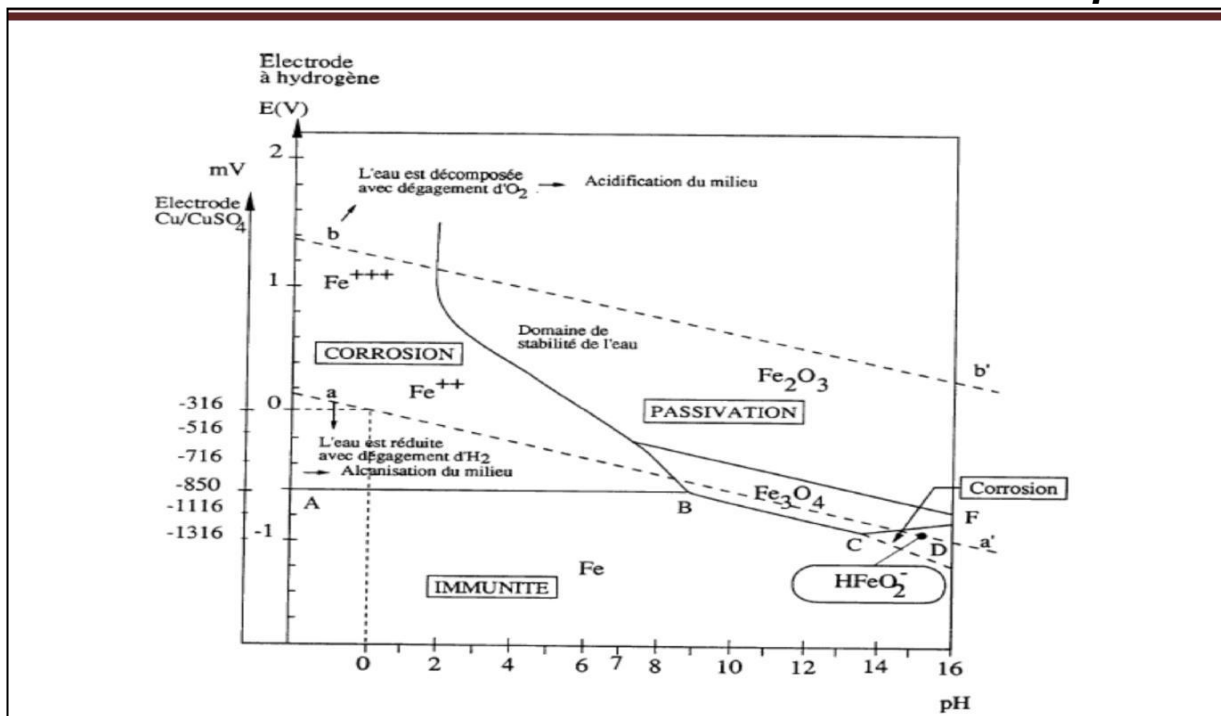


Figure 14 : Diagramme de POURBAIX Fer-eau.

II.2.2 Les revêtements protecteurs :

Ces revêtements isolent le matériau du milieu électrolytique. Ils nécessitent toute une préparation de la surface du métal de base de façon à ce que le revêtement soit adhérent.

II.2.2.1 Types de revêtement :

a. Les revêtements métalliques :

Il existe deux types de revêtement métallique, suivant les places relatives qu'occupe dans la classification électrochimique (le métal qui constitue le revêtement et le métal à protéger).

Ainsi dans le cas du fer, les revêtements du zinc, cadmium, sont anodiques les revêtements de plomb, étain, nickel, or et platine sont cathodique.

b. Les revêtements non métalliques :

Il s'agit principalement des peintures et des matières plastiques. Elles doivent posséder un certain nombre de qualité, imperméabilité à l'eau et de gaz, grande adhérence, stabilité chimique.

c. Les revêtements chimiques :

L'oxydation et la phosphatation électrochimique et chimique forment les revêtements chimiques.

L'oxydation : c'est l'application d'un film d'oxyde comme protection, exemple :
l'anodisation de l'aluminium.

♦ La phosphatation : c'est l'application d'un film protecteur de phosphate améliorant l'adhérence métal /revêtement. Ce film bleu foncé à reflets verts est poreux et fragile. Il se détruit en eau basique et acide.

II.2.2.2 Rôle des revêtements protecteurs :

Les revêtements agissent comme barrière contre :

- Les intempéries (les pluies, la neige, le brouillard, autres condition climatiques).
- L'humidité, l'eau et la condensation (la résistance à l'eau est une caractéristique importante des revêtements).
- Les produits chimiques, les acides et les alcalins.
- Le soleil et les ultraviolets (UV).
- Les activités biologiques.
- Les abrasifs, le sable.
- La conductivité électrique.

II.2.3 Protection par traitement chimique :

II.2.3.1 Les inhibiteurs de corrosion : [14]

a. Définition :

La définition d'un inhibiteur de corrosion n'est pas unique, néanmoins celle retenue par la National Association of Corrosion Engineers (NACE) est la suivante : un inhibiteur est « une substance qui retarde la corrosion lorsqu'elle est ajoutée à un environnement en faible concentration » [NAC-65].

b. Propriétés :

Un inhibiteur de corrosion doit abaisser la vitesse de corrosion du métal tout en conservant les caractéristiques physico-chimiques de ce dernier. Il doit être non seulement stable en présence des autres constituants du milieu, mais également ne pas influencer sur la stabilité des espèces contenues dans ce milieu.

L'efficacité d'un inhibiteur est définie par son taux et/ou son pourcentage d'inhibition :

V_1 : Vitesse de corrosion sans inhibiteur de corrosion.

V : Vitesse de corrosion avec inhibiteur de corrosion.

C. Les classes des inhibiteurs :

Il existe plusieurs possibilités de classer les inhibiteurs, celles-ci se distinguant les unes des autres de diverses manières :

- La formulation des produits (inhibiteurs organiques ou minéraux),
- Les mécanismes d'action électrochimique (inhibiteurs cathodiques, anodiques ou mixtes),
- Les mécanismes d'interface et principes d'action (adsorption et/ou formation d'un film).

En générale l'inhibiteur va filmer les surfaces métalliques supprimant ainsi le courant électrique métal / électrolyte. Toute fois le filmage dépend du caractère ionique des produits utilisés. Selon leur disponibilité, il existe trois types d'inhibiteurs :

◆ Les inhibiteurs anodiques :

Ce sont des produits qui filment les anodes. En réagissant essentiellement avec le fer émis l'anode le produit de réaction (l'inhibiteur / Fer) qui colmate les anodes (**Figure 15**).

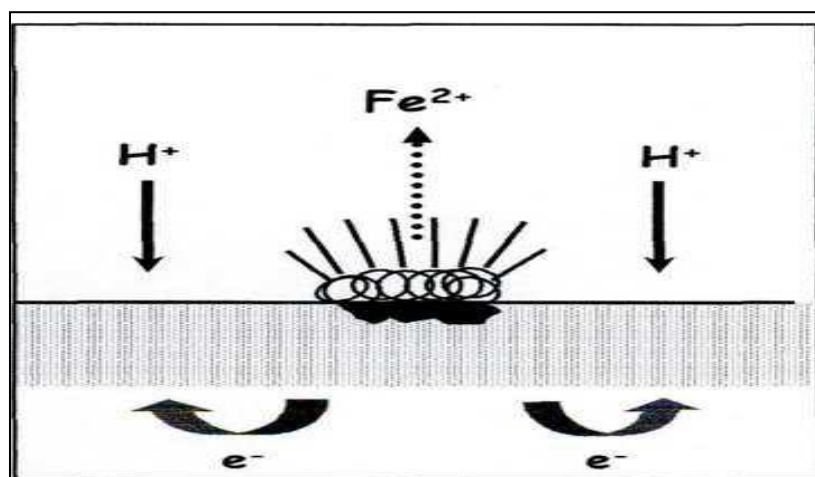


Figure 15 : Blocage de sites anodique par inhibiteur anodique (formation de barrières anodique)

◆ Les inhibiteurs cathodiques :

Ce sont des produits qui, par leur tendance ionique, ont une affinité pour les éléments et vont par la suite filmer les zones cathodiques. Ils sont constitués d'un site actif (électrophiles) qui s'adsorbe et un radical généralement (hydrocarboné lipophile).

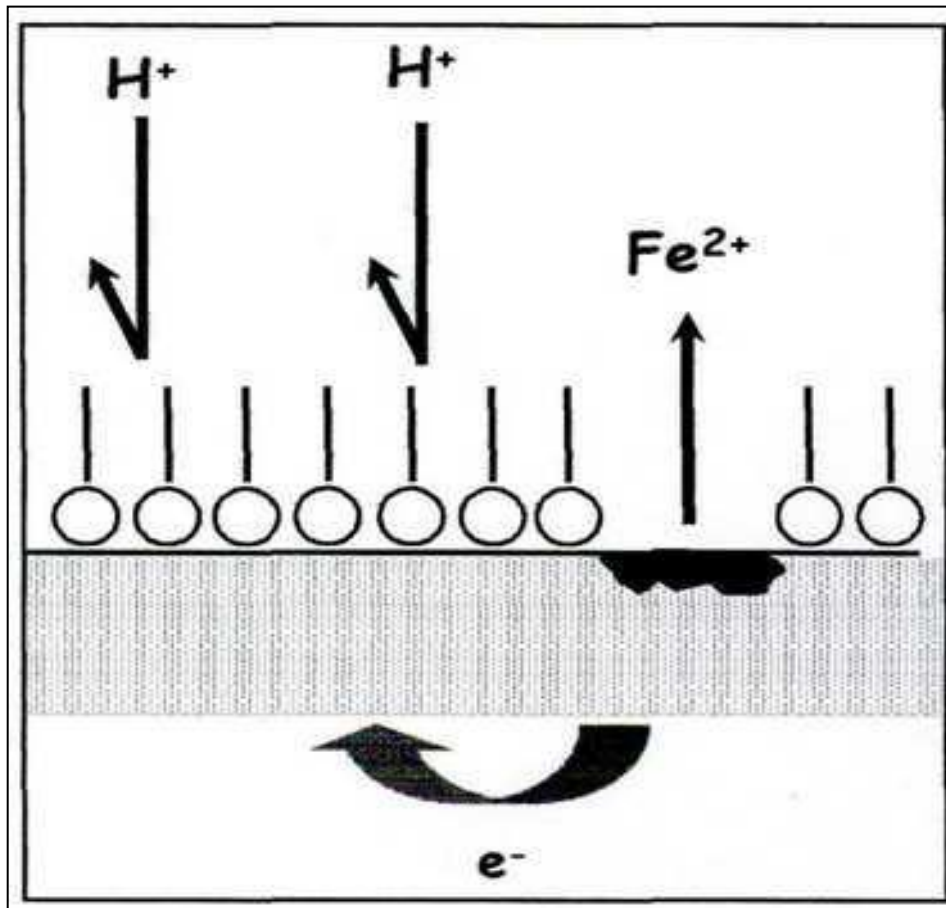


Figure 16 : Blocage de sites cathodique par inhibiteur cathodique (formation de barrières cathodique)

◆ Les inhibiteurs mixtes :

Ces inhibiteurs de corrosion diminuent la vitesse de réaction anodique et cathodique et par conséquent la vitesse de corrosion. On distingue deux groupes importants :

◆ Les silicates : (SiO_2 , Me_2O)

L'action des silicates consiste à neutraliser le CO₂ dissout dans l'eau et à former un film protecteur sur le métal corrodant.

♦ Les poly phosphates : (MePO₃)

C'est des corps complexes dissous dans l'eau. Dans un milieu neutre, ils freinent la formation de tartre. Les molécules inhibitrices les plus communément utilisées sont les aminés ou encore les sels d'acides carboxyliques, qui se trouvent également être présents dans l'inhibiteur étudié pour la suite de ce travail ; intéressons-nous alors plus en détail à leur mode d'action respectif.

♦ Le rôle des amines :

Les aminés primaires, secondaires ou tertiaires sont très souvent utilisés pour la protection de pièces en milieu aqueux naturel. Toutefois, il faut distinguer deux rôles bien distincts de protection effectués par l'aminé : une action filmant et une action neutralisante.

De par leur multifonctionnalité combinant des propriétés de bases faibles à des propriétés d'adsorption, les amines sont considérées comme un groupement fonctionnel très efficace face à la corrosion des métaux ferreux. Dans certains cas, leurs rendements d'inhibition peuvent être améliorés lorsqu'elles sont combinées à d'autres types de molécules, et dans de nombreux cas aux acides carboxyliques.

CHAPITRE III :

Lutte contre la corrosion au niveau du champ de Rhourd Nouss

◆Au niveau des cordons des soudures ou au niveau de (ZAT) "Zone affectée thermiquement".

◆Changement de direction (coudes).

◆Les tés.

◆Rétrécissements ou élargissements brusques (réduction).

Une corrosion du même type que celle observée sur les installations de surface des puits a été retrouvée sur l'ensemble des équipements des arrivées des collecteurs au niveau de l'usine soit :

◆Gares racleur.

◆Vanne manuelles.

◆Clapet anti-retour.

◆Vanne automatique.

En effet, La détérioration des installations de surface comme de fond prend des allures sérieuses. Cette importante préoccupation amené les responsables de la région à entreprendre.

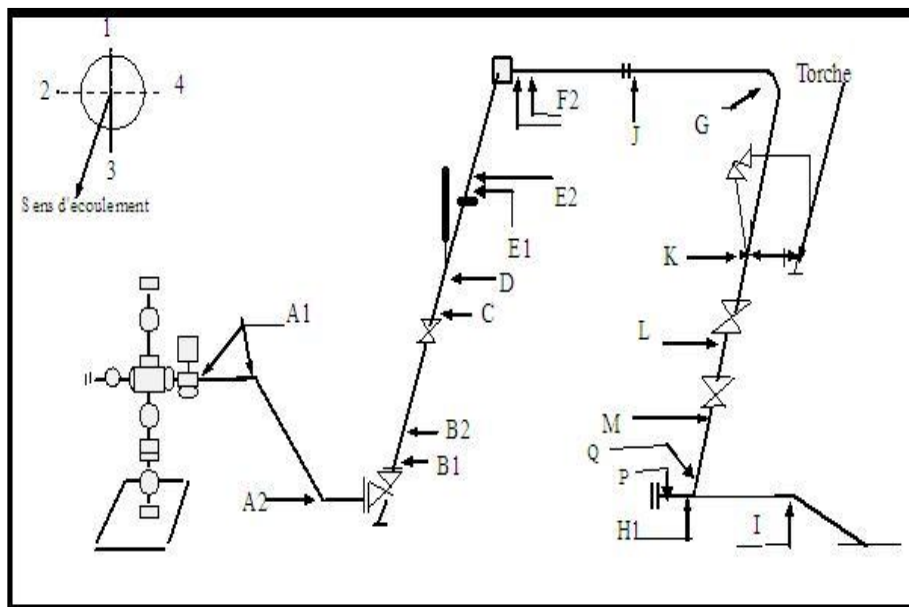


Figure 18 : Installation de surface d'un puits producteur de gaz de Rhourd Nous.

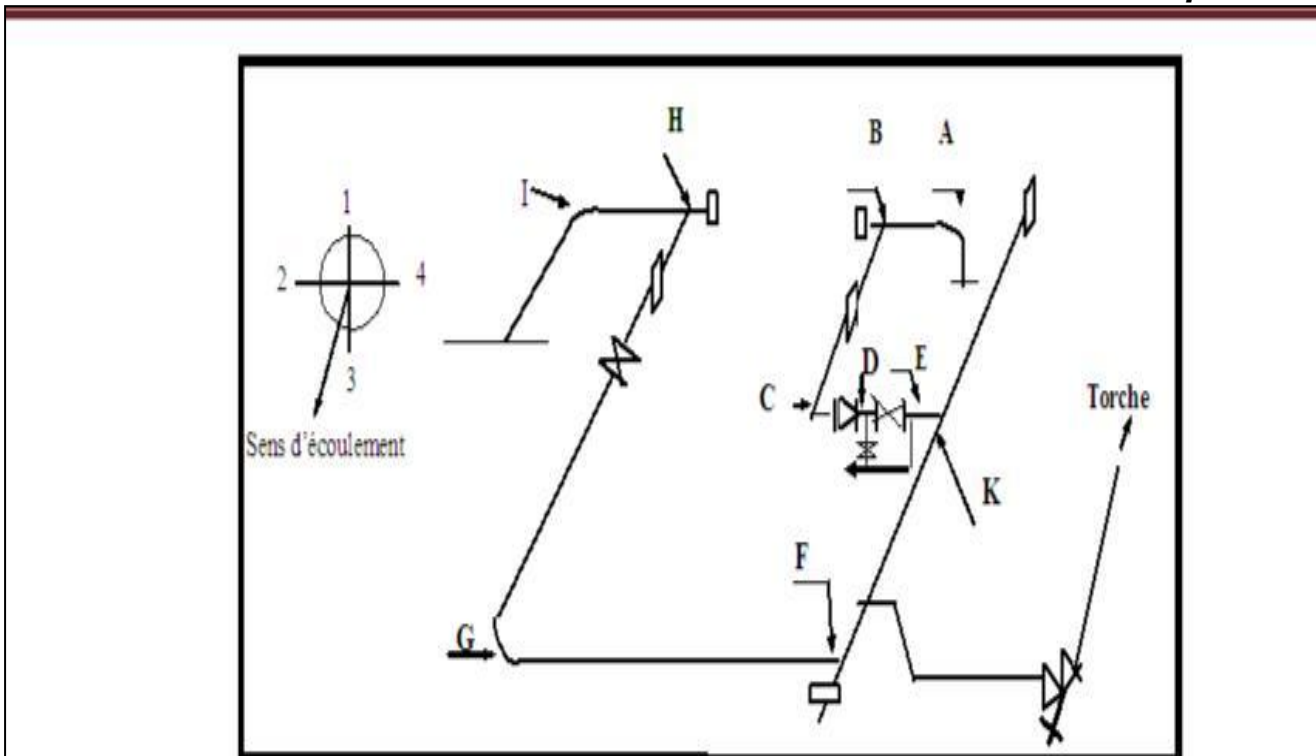


Figure 19 : Installation de surface d'un Manifold.

III.1 Injection d'inhibiteur de corrosion :

Dans un temps court et à travers un grand nombre de puits en production, un traitement du gaz humide par un inhibiteur de corrosion.

Le choix de ce dernier est retenu lors d'un test industriel en comparaison avec d'autres produits.

III.1.1. Les critères du choix d'un inhibiteur de corrosion:

Les critères principaux pour choisir un inhibiteur de corrosion sont :

- a. **L'efficacité** : elle dépend des principaux constituants de l'inhibiteur, ce dernier se compose d'un ou plusieurs produits chimiques.
- b. **Compatibilité avec d'autres additifs** : ceci est très intéressant de point de vue économique et d'efficacité.
- c. **Solubilité dans l'eau et les hydrocarbures** : Celle-ci est essentielle afin de caractériser pleinement l'efficacité de l'inhibiteur et de faire intervenir les paramètres économiques.

- d. Stabilité thermique aux températures d'utilisation :** Afin de déterminer leur stabilité aux températures d'utilisation généralement rencontrées sur champ, tous les inhibiteurs de corrosion ont été soumis à un test de vieillissement accéléré.
- e. La formation d'émulsions :** Il faut éviter la formation d'émulsion (soit directe ou indirecte)
- f. Test de moussage :** Les tests de moussage permettent de caractériser l'influence d'un inhibiteur de corrosion sur le comportement des émulsions eau/hydrocarbure en régimes dynamique et stagnant. Le phénomène de moussage est fréquemment présent sur les sites de production.

III.2 Procédure de test d'inhibiteur de corrosion :

Dans la région de Rhourd Nouss, les tests des nouveaux inhibiteurs de corrosion s'effectuent au niveau de la collecte C2. Cependant, l'installation de coupon de corrosion ou sonde se fera au niveau du puits RN 25 car ce dernier présente une vitesse de corrosion importante (La distance entre RN25 –collecte C2 est court). Il est considéré pour l'étude du comportement du produit (émulsion et moussage).

Il faut prendre en considération la capacité considérée lors de l'étude du comportement du produits : le Slug Catcher 02-V01-B, les ballons de séparation.

III.2.1 Équipements et matériaux requis :

- ◆Spectrophotomètre portatif Hach DR 2000.
- ◆pH-mètre portatif.
- ◆Solution étalons (pH =4,0 et pH= 7,0).
- ◆Réactif (ferrover) pour dosage du fer au spectrophotomètre, conditionné en doses pour une prise d'essai de 25 ml.
- ◆02 cuves de 25 ml en verre pour spectrophotomètre.
- ◆nombre important de personnel bien former pour fait ce test.

III.2.2 Méthode d'échantillonnage au besoin :

Avant chaque prise d'échantillon, laisser couler le liquide à échantillonner pendant au moins deux (02) minutes et prendre un échantillon d'au moins cent (100) ml de volume.

III.2.3 Méthode d'essai :

III.2.3.1 But de test industriel :

Le but du mode opératoire utilisé est de déterminer l'efficacité d'un inhibiteur de corrosion dans les conditions de production (pression, température, débit, composition de brut, ...).

III.2.3.2 Principe de test industriel :

Le principe consiste à injecter le produit en continu en un point du circuit préalablement choisi, et de suivre l'évolution du pH et de la teneur de l'eau en fer dissous juste en amont du point d'injection (5 mètres au plus) et en aval à en un point suffisamment éloigné du point d'injection (au moins 50 mètres).

III.2.3.3 Domaine d'application :

Ce mode opératoire s'applique à tous les inhibiteurs de corrosion "huile" ou "gaz", dans les installations d'eau ou d'hydrocarbure où il y a présence d'une phase aqueuse et non contaminés par les bactéries sulfato-réductrices.

III.2.4 Exécution de l'essai :

En fonction des possibilités offertes par l'installation, choisir deux points de prise d'échantillons, un en amont et un en aval du point d'injection.

Arrêt du traitement de l'inhibiteur de corrosion existant et attend de la désorption totale du film protecteur. Cette désorption est vérifiée par des analyses journalières de pH et de fer dissous.

III.2.4.1 Essai à blanc :

Procéder à deux prises d'échantillons par jour (un le matin et le deuxième l'après-midi) d'un volume d'au moins 100 ml par échantillon au niveau de chaque point de prise d'échantillons. À chaque échantillon on trouvera la valeur de pression de la tête de puits.

Mesurer le pH de chaque échantillon à l'aide du pH-mètre préalablement étalonné, et déterminer sa teneur en fer total par spectrophotométrie.

D'après les résultats des analyses chimiques on trouve le taux de corrosion généralement exprimée en MPY (mil per year). (1 mpy = 0,0254 mm/an).

On considère dans l'industrie pétrolière qu'une vitesse de corrosion de l'ordre de 1 à 2 mpy reflète un traitement anti- corrosion efficace.

III.2.4.2 Injection du produit (en continu) :

Le produit est injecté sous forme liquide en tête de puits dans le but de protéger les installations de surface et les collectes enterrées.

Selon le comportement du champ (nombre de puits, manifolds...), et tenant compte des caractéristiques physiques des installations et du débit des fluides, déterminer une dose et une durée d'injection pour un préfilming des parois à protéger.

Un traitement de choc est pratiqué pendant 24 à 48 heures de manière à créer une couche absorbée d'inhibiteur (interface entre la phase aqueuse et la paroi intérieure de la conduite).

Une injection contenue (à l'aide des pompes d'injection) (**Figure 20**), proportionnelle au débit gaz de chaque puits est assurée afin de maintenir le film absorbé. Les taux d'injection sont ajustés jusqu'à l'obtention d'un débit optimum d'injection suivant la corrosivité de l'effluent.

Le suivi de l'efficacité de l'injection se fait systématiquement pour déterminer la teneur en fer total dans l'eau en tête de puits et de son arrivée sur manifold (**tableau 01**).

Un contrôle quotidien est également effectué sur des échantillons d'eau prélevés au Slug-Catcher (séparateur principal à l'entrée usine) qui permet de voir le traitement global de la corrosion au niveau du champ.

Tableau 01: Données du test industriel relatives au puits RN25

Données du well test du		02/02/2018						
Débit gaz (Sm ³ /j)		648001,9199						
Débit Condensât (m ³ /j)		10,656						
Débit eau (l/h)		50						
Date	Temps (Heure)	Débit (l/j)	Puits		Manifold		C (mg/l)	Observations
			pH	Fer (mg/l)	pH	Fer (mg/l)		
10-févr	15h30	0	2,9	38	3	50	12	Eau claire, condensat claire, séparation rapide, interface ligne, pH acide
11-févr	08h15	0	2,9	84	3	104	20	Echantillon clair, interface ligne
12-févr	08h30	0	2,9	24	3	68	44	Condensat clair,eau trouble au manifold, interface ligne, pH acide
13-févr	09h00	0	4,3	30	4,5	66	36	Eau claire, condensat claire, séparation rapide, interface ligne, pH acide
14-févr	08h15	0	4	36	4,5	62	26	Eau laiteuse, condensat +/- trouble, séparation après 10s, pH acide
15-févr	08h20	0	4,25	46	4,53	68	22	Eau claire, condensat claire, séparation rapide, interface ligne, pH acide
16-févr	08h15	0	4,3	24	4,55	40	40	Echantillon clair, interface ligne
17-févr	09h00	30	/	/	/	/	/	Début Préfilming du produit Norust 2807 à 30 l/j (à 09h00)
18-févr	08h30	30	7,7	34	8	38	4	Condensat clair,eau trouble , présence d'une phase intermédiaire, interface de 5mm , séparation après 20 s (en TP et au MNFLD) Réduction du débit d'injection : 20l/j à 17h00
19-févr	08h15	20	7,27	74	7,23	30	< 0	eau trouble, condensat clair, séparation rapide, interface ligne P t=107 kg/cm ² ,N% = 30cm Réduction du débit d'injection : 15 l/j à 16h30
20-févr	08h30	15	7,21	30	7,33	48		Pt=107 kg/cm ² ,N% =28 cm
21-févr	08h35	15	7,18	8	7,3	16		Pt=107 kg/cm ² ,N% =31cm,Réduction du débit d'injection : 10 l/j à 15h30

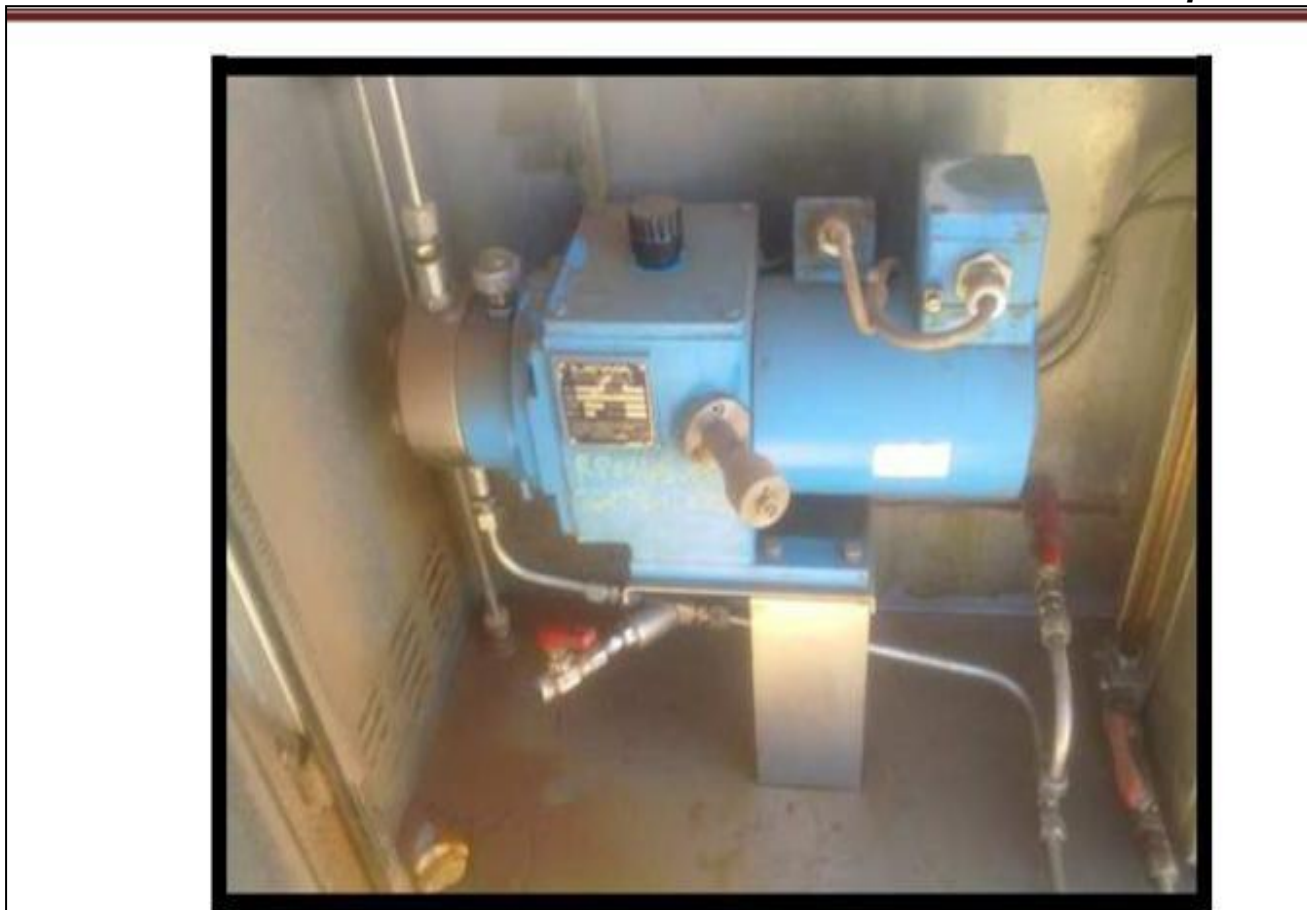


Figure 20 : Pompe d'injection d'inhibiteur.

III.2.4.3 Changement de la nuance des aciers :

L'acier inoxydable à 13 % chrome résiste bien à la corrosion par CO₂ même en régime turbulent, il est insensible à la vitesse des fluides (2,5 à 26 m/s à 100 °C) mais devient sensible à la température de 150 °C.

Les compositions de l'acier inoxydable à 13 % de Chrome est :

C%	Si%	Mn%	P%	S%	Cr%
0,20	0,27	0,77	0,013	<0,001	12,72

Pour cela la direction régionale de Rhourd Nouss a décidé de remplacer les manchettes en acier au carbone les plus sensibles à la corrosion telles que la descente, la 1^{ère} et la 2^{ème} manchette par l'acier martensitique à 13 % Cr de nuance Z12C13.

L'emploi de cette nuance pour la confection des manchettes nécessite un traitement thermique approprié car c'est un acier autotrempeant ; il est martensitique par refroidissement

après soudage. Cette formation de martensite crée des contraintes risquant de provoquer une fissuration de la Z.A.T et des cordons de soudures.

Le puits RN18 était le premier puits à être équipé de manchette à 13% Cr. Cela fait quarante sept (47) mois de service sans remarque des pertes de l'acier.

III.3. Conclusion :

L'étude du comportement des installations vis-à-vis de la corrosion par CO₂ a permis à la région de Rhourde Nouss d'adopter des solutions rapides et efficaces contre ce problème.

◆L'utilisation des aciers inoxydables a donné de très bons résultats, par contre il a été observé la présence d'une corrosion galvanique à l'interface acier INOX-acier au carbone, ce qui nous a amenés à introduire des joint isolants entre les deux(02) nuances d'acier comme solution à ce problème.

◆Pour assurer une bonne protection par injection d'inhibiteur, un contrôle systématique des échantillons d'eau se fait au niveau des puits, collectes et usine de traitement de gaz.

◆L'injection d'inhibiteur de corrosion a permis d'augmenter la durée de vie des installations et de diminuer largement les ruptures les et percements des lignes de production.

◆Des contrôles lors des arrêts triennaux nous avons permis de conclure que les revêtements organiques se présentent bien sur la majeure partie de la surface recouverte.

CHAPITRE IV:

***Les méthodes de suivi
du phénomène de la
corrosion (au niveau
de Rhourde Nouss)***

Introduction :

En parallèle des moyens de luttés qui sont utilisés contre le phénomène de corrosion un suivi rigoureux doit nécessairement être appliqué.

En effet, il ne faut jamais perdre de vue que l'effet de corrosion ne peut être éliminé à 10 %.

Pour cela, une série de méthodes de suivi sont utilisées au niveau de la région de Rhourd Nouss. Nous proposons dans ce qui suit de ne relater que celles qui sont prédominantes.

De plus, il est à noter que nous avons été invités à participer directement durant la mise en œuvre de ces différentes méthodes.

IV.1 Analyses chimiques :

Elles consistent à déterminer les principaux paramètres de la corrosion (pH, fer total, salinité) et cela dans un ordre pratique. En effet, étant donné le nombre important des points d'échantillonnage représentations (plus de 142 points), on ne peut se permettre de faire des analyses détaillées à chaque fois.

Cependant, l'interprétation de résultats obtenus doit nécessairement passer par la fixation d'un seuil préalable comme objectif à atteindre.

Au niveau de Rhourd Nouss, le pH est maintenu entre 5,9 et 6,20 dans le but de diminuer l'agressivité de l'acide carbonique d'une part et d'autre part nous permettre une meilleure interprétation du produit de la corrosion (taux de fer total).

Il est impératif d'avoir les analyses à blanc (sans injection d'inhibiteur de corrosion) qui vont consister les données de référence. (Voir l'Annexe : les méthodes de détermination de ces paramètres (fer, salinité et pH).

Cependant, cette technique reste insuffisante pour un bon suivi pour le phénomène de la corrosion. En effet elle ne peut pas nous renseigner sur la vitesse de corrosion ou bien l'endroit exact où l'on a une pénétration importante de la corrosion.

IV.1.1 Etude de cas :

Le 11/05/2019 nous sortons aux collectes de l'usine de Rhourd Nouss afin de prendre un échantillonnage pour faire les analyses chimiques.

IV.1.2 Extraire des échantillons de collecte

Cette norme permet d'effectuer des échantillons représentatifs d'eau pour la détermination de la dureté, du taux de fer, du pH et de la salinité.

Cette procédure s'applique systématiquement à chaque prélèvement d'échantillon.

IV.1.2.1 Mode opératoire :

Pour avoir des échantillons représentatifs il faut :

- Purger la vanne de prélèvement à fort débit pour entraîner tous les dépôts accumulés (Sels, la rouille) **(Figure 21)**.
- Utiliser des récipients en verre ou en polyéthylène propres que possible **(Figure 22)**.
- Rincer plusieurs fois le récipient avec de l'eau à prélever.
- Laisser s'écouler l'eau pendant un temps suffisant pour rincer le système.
- Remplir le récipient lentement à un débit modéré pour éviter les turbulences.
- Séparer l'eau et condensant à l'aide d'une ampoule à décanter (on assure des différences de densité) **(Figure 23)**.
- Mesurer le pH instantanément **(Figure 24)**.
- on divise l'échantillon à 2 :
 - Le premier pour l'analyse du fer totale Fe^{2+} , on ajoute quelque goutte de l'acide pour empêcher la réaction d'oxydation du Fe^{2+} à Fe^{3+} .
 - Le deuxième pour analyser le taux de la salinité (NaCl) libre dans l'eau.
- Etiqueter le récipient dès que l'échantillon est prélevé.



Figure 21 : vanne de purge

Figure 22 : récipients en verre



Figure 23 : Ampoule à décanter

Figure 24 : pH mètre

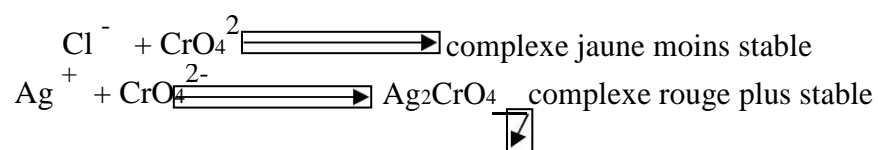
IV.1.3 Procédure de détermination la concentration de salinité :

a. Principe :

On précipite les ions chlorures par une solution de nitrate d'argent en présence du chromate de potassium comme indicateur.



Les chlorures réagissent avec les ions chromates en formant un complexe de couleur jaune moins stable que le complexe formé avec les ions nitrate de couleur rouge brun.



$$K_2 = [\text{Ag}^+]^2[\text{CrO}_4^{2-}] = 1.3 \cdot 10^{-12}$$

b. Appareillage :

- Burette 20 cm³
- Becher 250 cm³
- Agitateur magnétique

IV.1.3.1 Mode opératoire :

- Introduire 1 ml d'échantillon à analyser dans un bêcher de 50 ml.
- Ajuster le pH du milieu entre 6,5 et 10,5.
- Ajouter quelques gouttes de chromate de potassium ($K_2CrO_4^{2-}$). **(Figure 25)**
- Titrer l'échantillon avec la solution de $AgNO_3$ de concentration connue en agitant jusqu'au virage du jaune au rouge brique. **(Figure 26)**
- Calculer la concentration de NaCl de l'échantillon au point d'équivalence par la loi suivante :

$$\boxed{} \quad C_1 * V_1 = C_2 * V_2$$

Avec : C_1 : la concentration massique de l'échantillon (g / litre)

C_2 : la concentration massique de la solution de nitrate d'argent (g / litre)

V_1 : le volume de l'échantillon (ml)

V_2 : le volume de la solution de nitrate d'argent (ml)

Pour exprimer le résultat en gramme par litre de sel (NaCl) il faut multiplier la normalité trouvée par la masse molaire du NaCl qui est égale à 58.5 g/mol. Formule directe :

$$\boxed{\text{Salinité (g / litre)} = \text{chute de burette} * N (AgNO_3) * 58.5 / N_{\text{échantillon}}}$$



Figure25 : échantillon+ $K_2CrO_4^{2-}$

Figure26 : point d'équivalent

IV.1.4 Procédure de détermination la concentration de Fe^{2+} :

Appareillage :

- Phiole jauges de 50 ml.
- Un Spectrophotomètre.

IV.1.4.1 Mode opératoire :

Prendre 1 ml et ajouter 49 ml d'eau distillée (pour compléter à 50 ml) dans fiole jaugée.

(Figure 27)

A l'aide d'un spectrophotomètre UV visible, calculer Fe totale (on applique la loi d'absorption). Pour cela, mettre l'échantillon dans une cuve transparente de spectrophotomètre pour mesurer l'absorbance à zéro (Figure 28).

Dans le même échantillon, ajouter le réactif de fer (Ferrover) pour colorer l'échantillon.

(Figure 29).

Mesurer l'absorbance (prendre la valeur qui s'affiche dans l'appareille (Figure 30).



Figure27 : l'échantillon + l'eau distillée

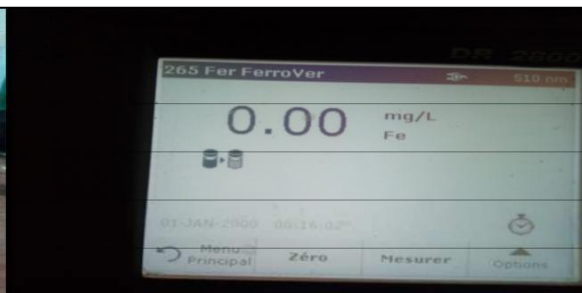


Figure28 : mesurer l'absorbation à zéro



Figure29 : Ferrover



Figure30 : mesure l'absorbance

IV.1.5 Résultats de l'analyse chimique :

Collecte paramètre	pH	[NaCl ⁻] (mg/l)	[Fe ⁺²] (mg/l)
C1	6.9	526	16
C2	6.2	2925	27
C3	6.7	585	22
C4	5.5	61400	138
C5	5.9	292	29
C6	6.6	234	34
C7	4.9	234000	110

Discussion :

Après les résultats de l'analyse chimique qui nous les appliquons sur les collectes de Rhourd Nouss, on constate que :

Les concentrations de salinité et du fer sont très élevées dans les deux collectes C4 et C7. Donc, on peut conclure que la vitesse de corrosion dans ces collectes est plus grande et que l'équipe de service corrosion fait les interventions nécessaires pour diminuer la vitesse de corrosion.

IV.2 Mesure d'épaisseur par Ultrasons :

Cette méthode consiste à réaliser des mesures d'épaisseur locales (ponctuelles) des installations de surface des puits et des collectes ainsi qu'au niveau des points sensibles à l'intérieur de l'usine. Le principe du suivi des épaisseurs repose sur le fait que les mesures sont réalisées et comparées avec les précédentes dans le but non seulement de faire le point sur l'épaisseur au niveau du point de mesure. Le suivi de cette mesure donne une idée sur la vitesse de dégradation au niveau d'un endroit précis (suivant une analyse de tendance de perte d'épaisseur).

En effet les changements de direction, les voisinages immédiats des cordons de soudure, en aval des vannes en toute autre singularité, constituent des endroits à très fortes turbulences susceptibles de générer une corrosion érosion, ou encore des points de formation des points de rosée et par conséquent favorise la formation d'acide carbonique corrosif [09]. Le mode opératoire est résumé en Annexe.

IV.2.1 Exemple d'une mesure d'épaisseur d'installation de surface de puits RNS 24 dans 3 point :

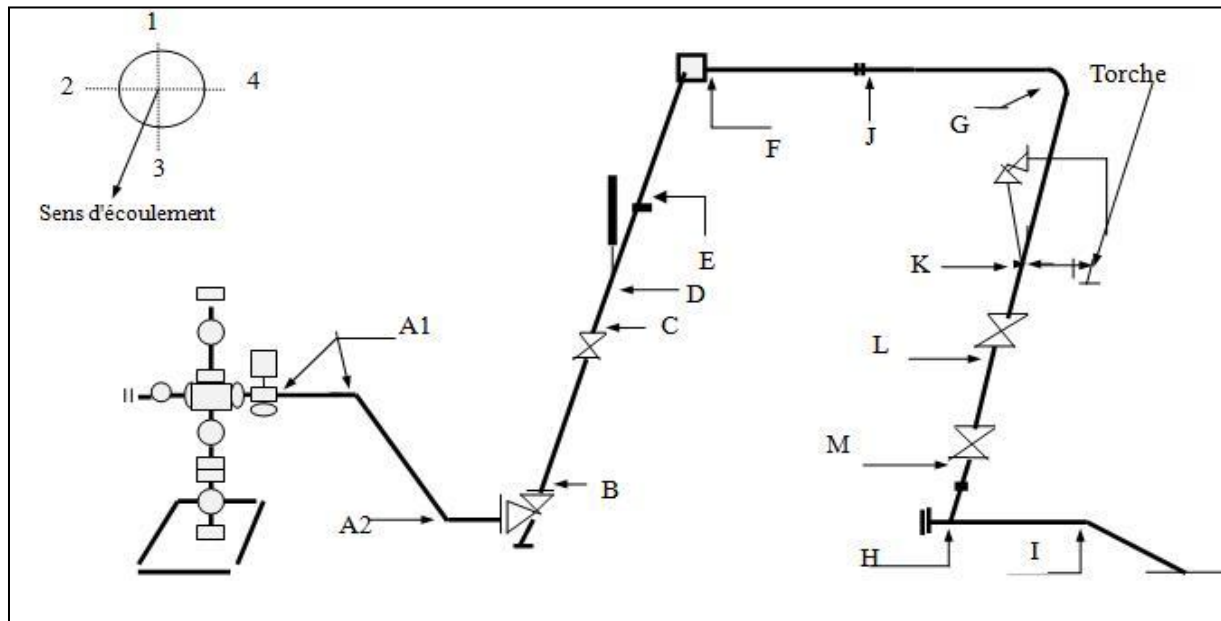


Figure31 : Installation de surface des puits RNS 24.

Tableau02 : Résultat de mesure d'épaisseur pendant 6 années

- Niance Diamètre Eporigine EP critique	Position	2013	2014	2015	2016	2017	2018
8" ORDI 14,26 / 5,00 H	Pt1	13,8	13,6	13,6	13,6	13,6	13,4
	Pt2	13,5	13,5	13,5	13,5	13,4	13,2
	Pt3	13,4	13,4	13,4	11,6	9,2	9
	Pt4	12,2	11,2	11,2	9,3	7,7	7,5
8" ORDI 14,26 / 5,00 M	Pt1	13,8	13,8	13,8	13	13	12,9
	Pt2	14,2	14	14	14	14	13,8
	Pt3	13,5	13,4	13	13	12,6	13,7
	Pt4	14	13,9	13,9	13,6	13,6	14,3
8" ORDI 14,26 / 5,00 I	Pt1	13,9	13,7	13	13	14,1	12,9
	Pt2	12,1	11,8	11	9,9	14,1	13,8
	Pt3	9,6	7,3	5,2	4,7	13,8	13,7
	Pt4	12	11,8	9,6	7	7	14,3

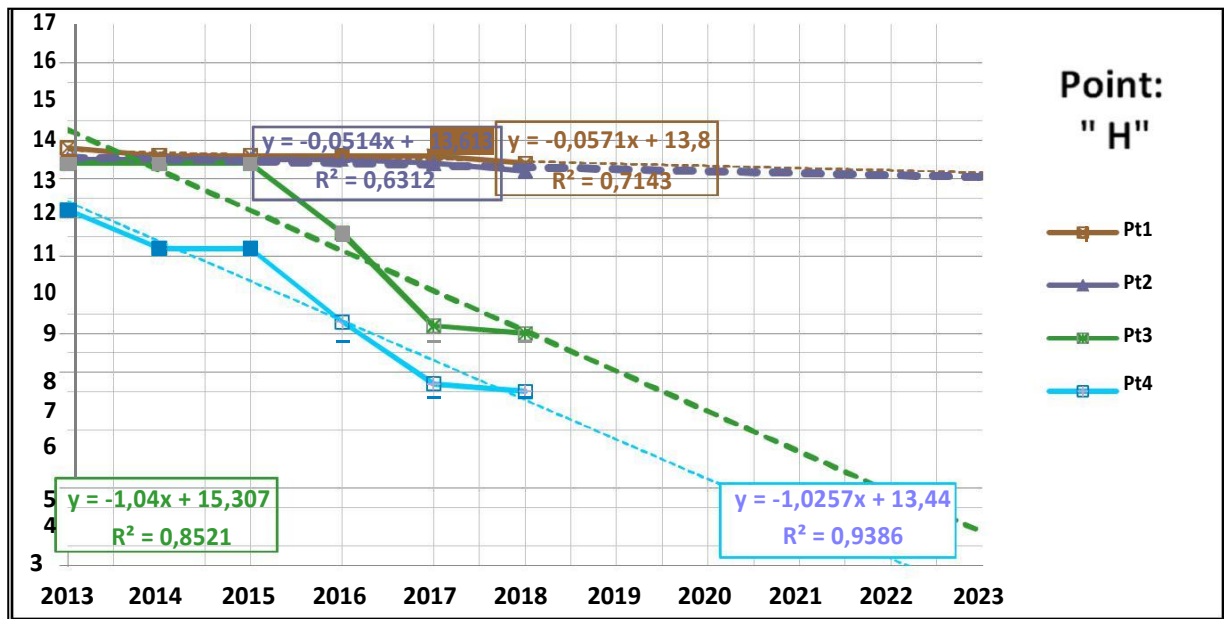


Figure32 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au point H

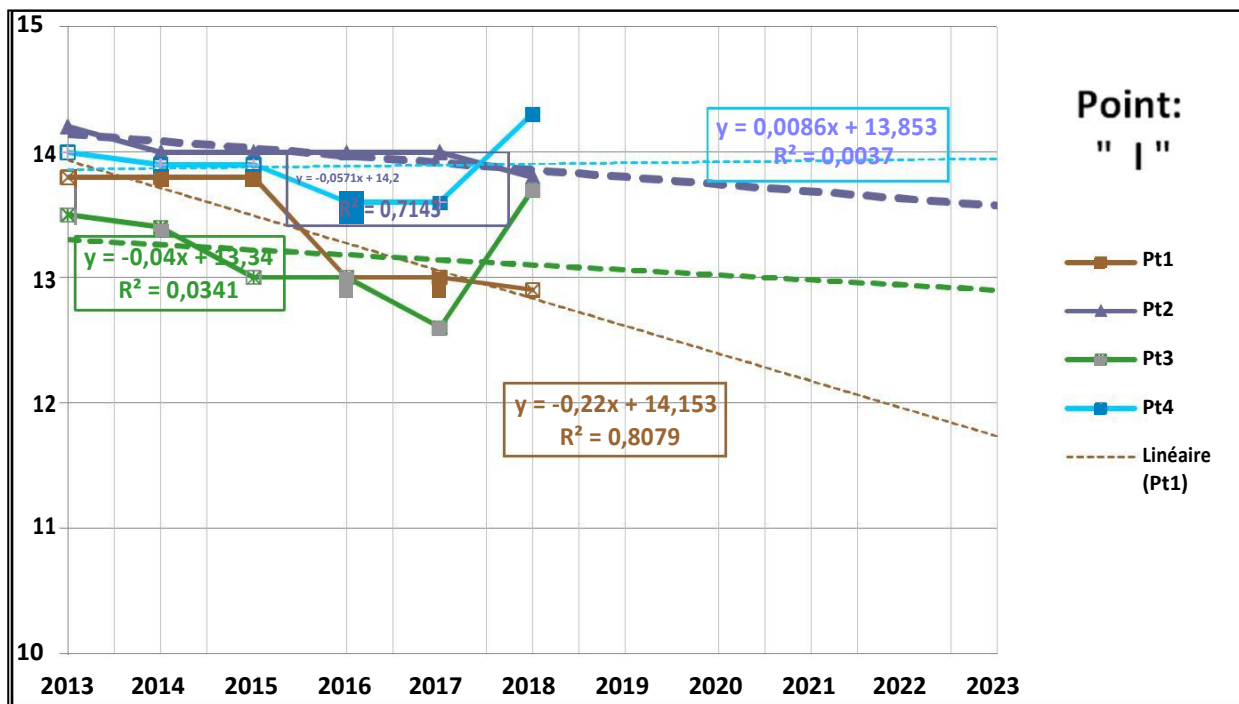


Figure33 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au point I

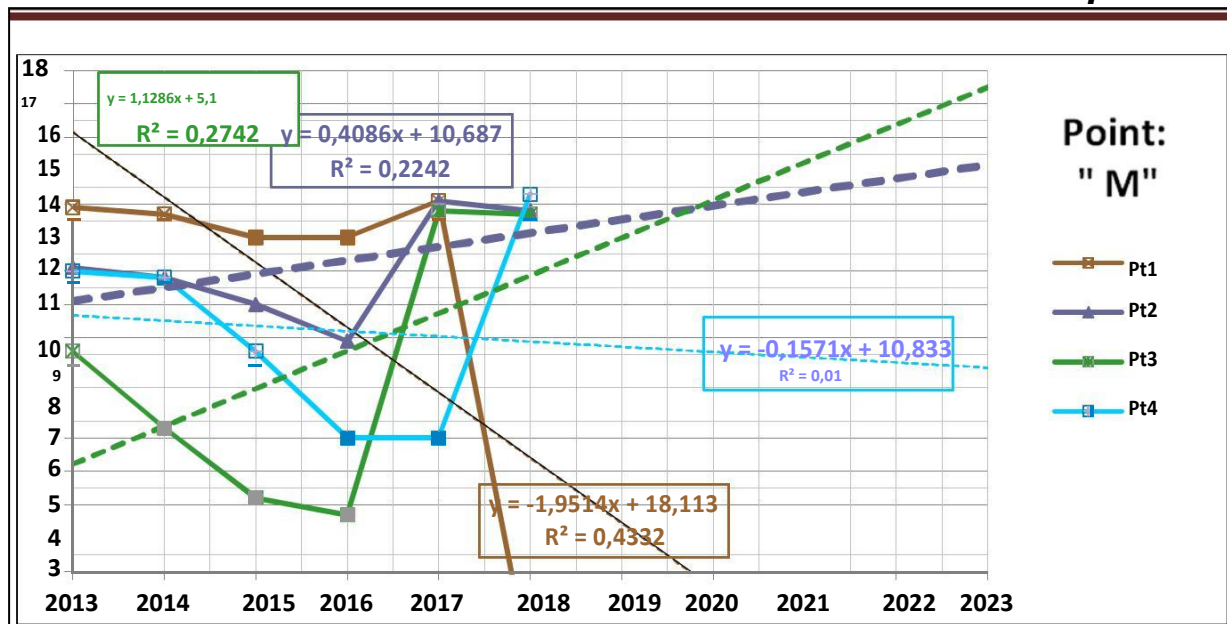


Figure34 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au point M

IV.2.3 Exemple d'une mesure d'épaisseur d'installation de surface de puits
Manifold MC1-1 dans 4 point :

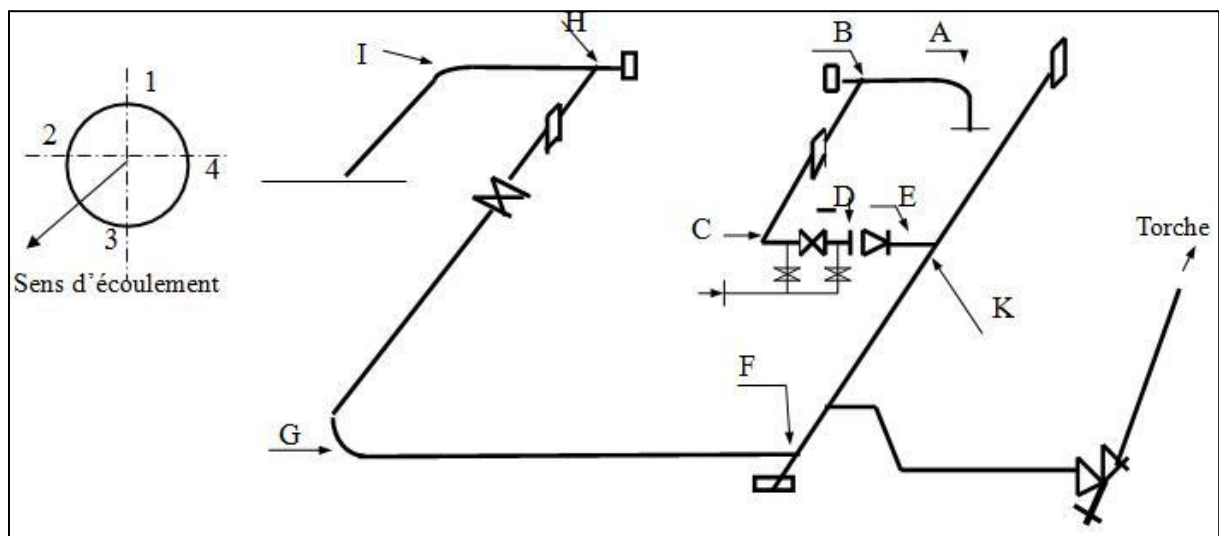
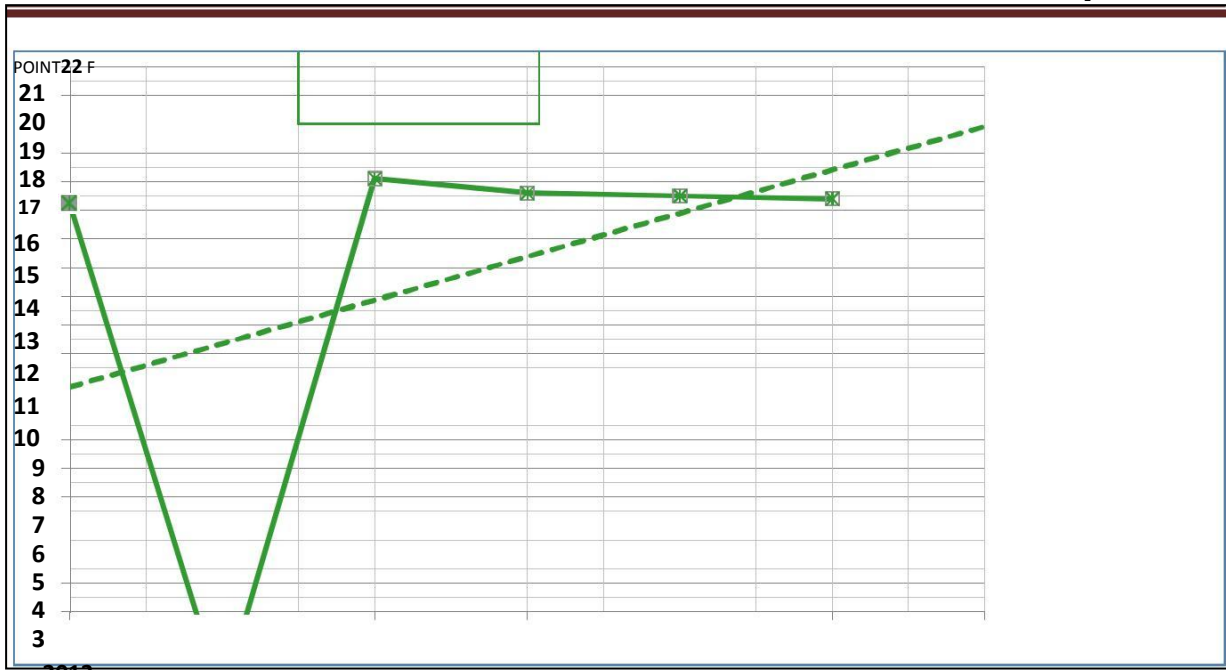


Figure35 : Installation de surface des puits manifold MC1-1.

Tableau03 : résultat de mesure d'épaisseur pendant 6 années.

- Niance - Diamètre - Empoigne - EP critique	Position	2013	2014	2015	2016	2017	2018
10" ORDI 18,26 / 12,15 F	Pt1	/	/	/	/	/	/
	Pt2	/	/	/	/	/	/
	Pt3	17,2	SABLE	18,1	17,6	17,5	17,4
	Pt4	/	/	/	/	/	/
10" ORDI 18,26 / 12,15 G	Pt1	/	/	/	/	/	/
	Pt2	/	/	/	/	/	/
	Pt3	18,2	18	18	18	18	18
	Pt4	/	/	/	/	/	/
10" ORDI 18,26 / 12,15 H	Pt1	/	/	/	/	/	/
	Pt2	/	/	/	/	/	/
	Pt3	16,9	16,9	16,9	16,8	16	16
	Pt4	/	/	/	/	/	/
10" ORDI 18,26 / 12,15 I	Pt1	/	/	/	/	/	/
	Pt2	/	/	/	/	/	/
	Pt3	17,1	17,1	17,1	17,1	16,8	16,8
	Pt4	/	/	/	/	/	/

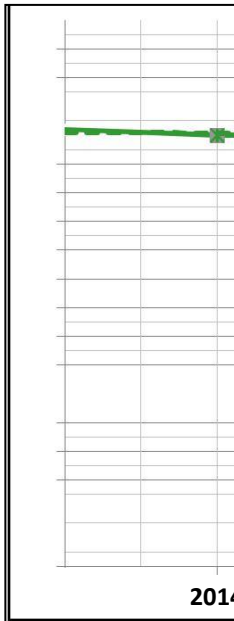


2014

Fig

22
21
20
19
18
17
16
15
14
13
12
11
10
9
8
7
6
5
4
3

2013



2014

Fig

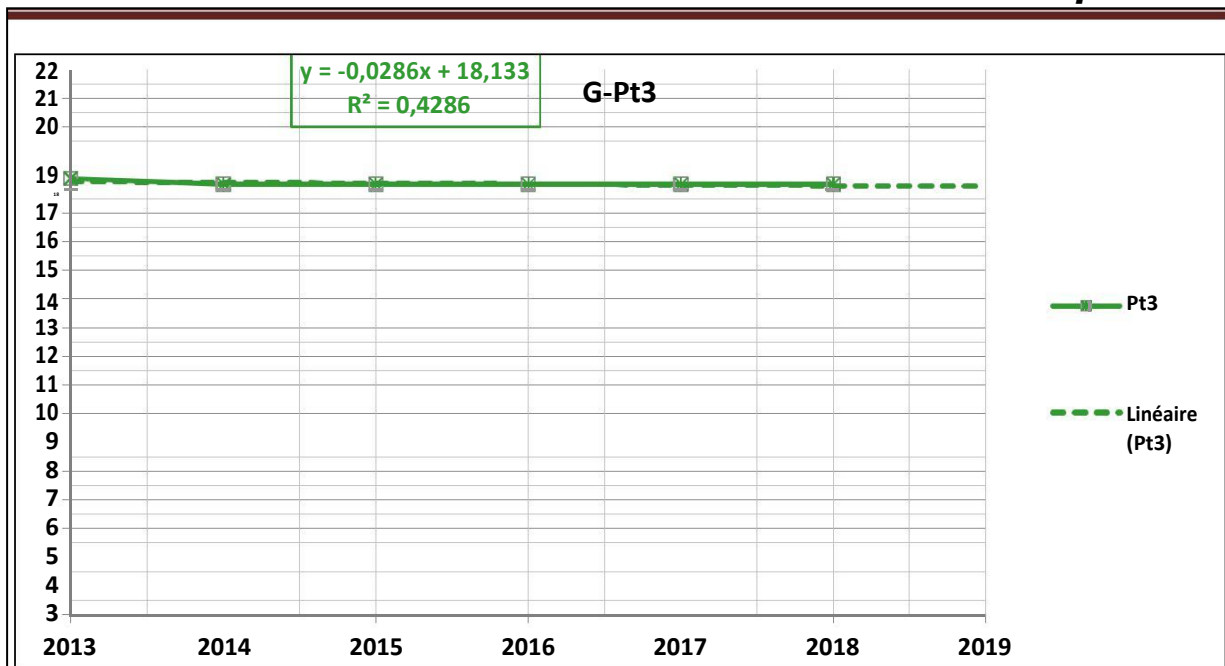


Figure38: diagramme représente la dégradation d'épaisseur au point H

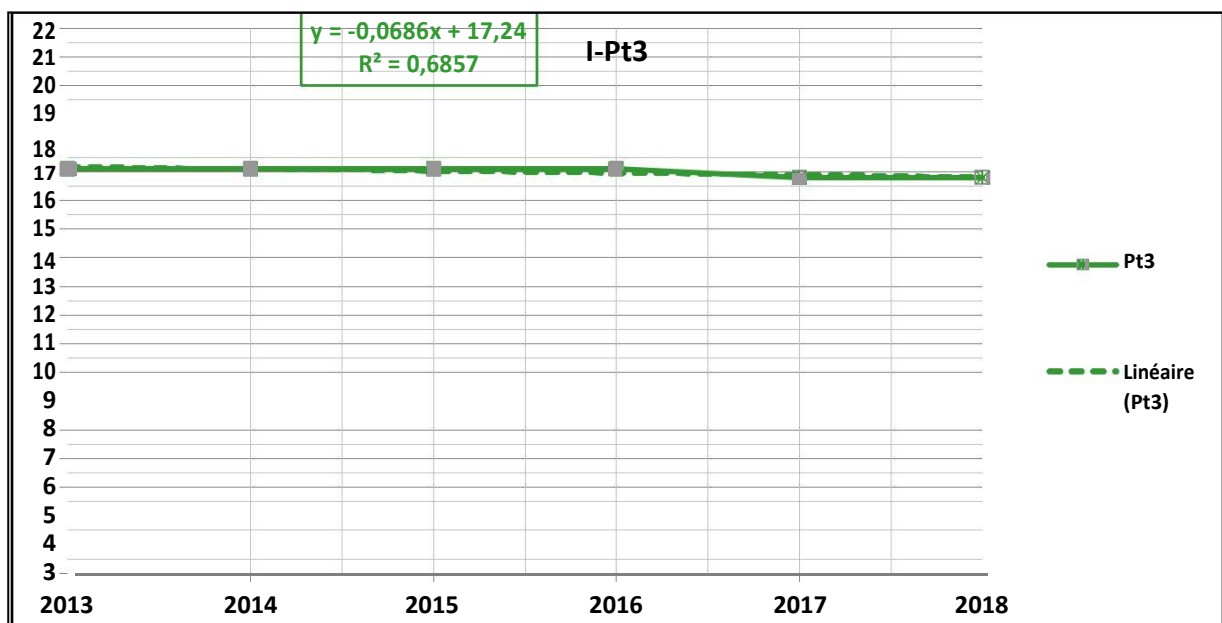


Figure39 : diagramme représente la dégradation d'épaisseur au point I

IV.2.4 Calcul de l'épaisseur critique :

L'épaisseur critique de canal de l'installation de la surface de puits est calculée selon la loi suivant :

$$e = \frac{P * D}{(2R + 0,4P)}$$

e : épaisseur critique en (mm).

P : pression maximal en (bar).

D : diamètre extérieur de canal en (mm).

R : coefficient de matériaux.

Conclusion :

Après les mesures d'épaisseur de l'installation on compare les résultats avec l'épaisseur critique si le résultat est proche d'épaisseur critique on change le canal qui connexes de cet résultat.

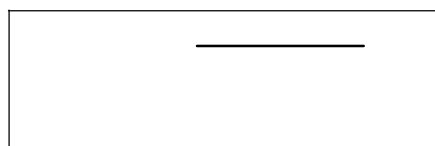
IV.3. Coupon de corrosion :

Le coupon de corrosion, préalablement pesé est vissé sur un support isolant du porte coupon (le support isolant permet d'éviter les effets de corrosion galvanique). Le coupon est inséré à l'aide du porte coupon (extracteur) à l'intérieur de la conduite de test perpendiculairement par rapport au sens d'écoulement du fluide pour une mesure suffisamment précise et représentative. Le temps de séjour minimal du coupon dans la conduite de test doit être de 15 jours. Après un temps d'exposition (t), le coupon est pesé afin de déterminer la perte de poids ΔP .

$$\Delta P = P_{\text{initial}} - P_{\text{final}}$$

La vitesse de corrosion est déterminée par l'équation suivante:

$$CR = \Delta$$



CR: vitesse de corrosion mm/an

ΔP : Perte de poids en g.

A : surface exposée en

T : temps d'exposition ($T_f - T_i$) en jours.

D : densité du coupon = 7.86 g/

Cependant, cette vitesse déterminée correspond à une concentration moyenne de l'inhibiteur de corrosion, donc on ne peut introduire le coupon qu'une fois le dosage optimal de l'inhibiteur de corrosion obtenue via la méthode des analyses chimiques (pH, fer total), ce qui la rend moins pratique.



Figure 40: coupon de corrosion



Figure 41: extracteur de coupon de corrosion



Figure 42: Fin de préparation un
extracteur et coupon



Figure 43: L'extracteur installé sur la ligne

Conclusion :

Pour atteindre l'objectif de cette partie dans le champs de Rhourd Nouss. Les méthodes de suivi du phénomène de la corrosion on applique trois méthodes pour suivis les canaux et le matériel a le problème de corrosion et après la résulta de suivis on calcul la vitesse de corrosion et on fait les interventions obligatoire

Dans le champ de Rhourd Nouss les méthodes plus utilisé est l'analyse chimique et mesure d'épaisseur par ultra son

Conclusion

Générale

Au cours de notre présence sur le site gazier de Rhourd Nouss, on a eu l'occasion d'observer le phénomène de corrosion ainsi que la lutte portée contre lui. Ce problème est le plus prépondérant dans les champs gazier de notre pays en présence des conditions et des paramètres différents d'un site à un autre. En effet, on a pu voir les dégâts occasionnés, ainsi que les différentes techniques et moyens mis en œuvre sur site pour remédier ce problème et qu'ils n'ont pas arrêtés d'être affinés depuis le démarrage de l'exploitation du gisement.

Le développement technologique, plus précisément le développement des microprocesseurs a permis l'apparition de nouveaux moyens de lutte plus performants, qui aident d'une meilleure façon à la maîtrise du phénomène, parmi lesquels on trouve la sonde ER "Electrical Resistance". En effet, cette dernière présente un avantage considérable puisque elle permet non seulement l'évaluation en continue et en temps réel de la corrosion, mais aussi elle contribue très efficacement à la sélection du principal moyen de lutte et qui est l'inhibiteur de corrosion. Cependant ce système de monitoring de la corrosion doit être toujours accompagné des mesures d'épaisseurs au niveau des points singuliers des installations des surface que ce soit au niveau du champs ou au niveau du complexe de traitement du gaz naturel.

D'autre part, un autre point de mesure très important et nécessite lui aussi que l'on se penche dessus, c'est la définition claire des critères de choix d'un inhibiteur pour ce type de corrosion. En effet, il est clair que ce point représente l'essentiel dans la lutte menée ; et donc peut faire l'objet d'une étude.

En particulier pour l'industrie pétrolier où les risques encourus par suite du phénomène sont de plus en plus important ; non seulement du point de vue économique, par les coûts élevés des investissements qu'il faut sauvegardés où les manques à produire qu'il faut sans cesse réduire, mais aussi et principalement la sauvegarde des vies humaines qui représentent le meilleure capital.

Un autre problème peut surgir du fait de la corrosion, c'est le problème écologique qui est un sujet d'actualité. En effet pratiquement tous les produits pétroliers présentent une écotoxicité importante et donc le risque de contamination de la faune et flore lors des ruptures des canalisations est très important avec parfois des conséquences irréversibles.

Pour cela, la lutte contre la corrosion reste toujours engagée, elle doit être sans cesse maintenue et soutenue.

Références bibliographiques

[01]: corrosion de l'acier document service inspection.

[2]: mémoire de fin d'étude de sous **thème** "ETUDE L'ENDOMMAGEMENT DU REFROIDISEURE DE GAZOLINE (E758)" réaliser par '**M.BOUCIF BENAOUER**' et '**M.KRIM ABDELKADER**'

[03]: Introduction à la corrosion et aux inhibiteurs de corrosion (DEGAFEL NADIA et REHAMNIA RABAH) OPU 2002.

[04]: Document internet.

[05]: MEMENTO TECHNIQUE DE L'EAU DEGREMONT 1978.

[06]: Mémoire: problème de corrosion de la tuyauterie des pompes de la station déshuilage de HBK.

[07]: E. S. Ivanov, Inhibitors for Metal Corrosion in Acid Media, Metallurgy, Moscow (1986).

[08]: BACHMANN;P et Tissot. Précis de GENNIE CHIMIQUE. Libraire université de GENEVE.

[9]:P.BOUMERSBACH.C.DUMONT.J.P.MILLET,"electrochemical characterization of a corrosion inhibitor: influence of temperature on the inhibition mechanism."207 meeting of the electrochemical society.15-20 mai 2005, Quebec City (Canada).

[10]: Corrosion par CO2 équipements du circuit de production de gaz naturel à haute pression: MR HAMBLI 1993.

[11]: Premier (SNGA) OUARGLA 22-23-1997.

[12]: Dr:HANNANI. A., corrosion et production, SHDP. BERKAOUI.

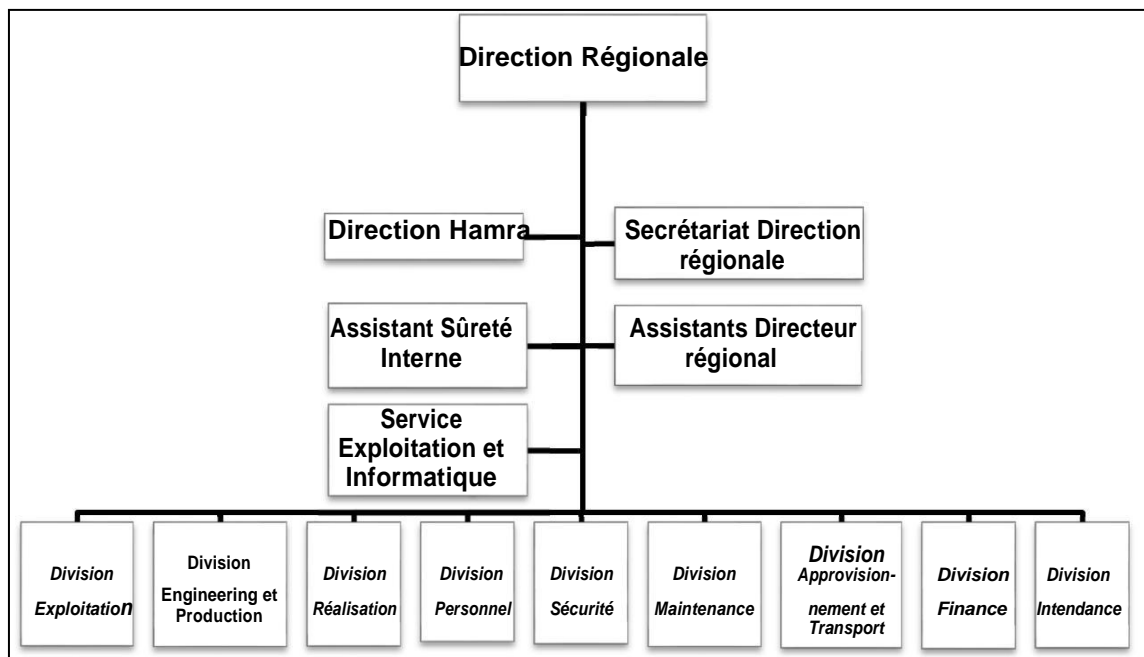
[13]: SCULY.J.C. Corrosion protection MASSON Paris 1995.

[14]: DOCUMENTATION DE FORMATION INDUCTION IAP HASSI.MESSAOUD

1- La région de Rhourd Nouss:

La région de Rhourde Nouss fait partie de la Willaya d'illizi. Elle est située à 350 km au Sud/Sud-est de Ouargla, à 1200 km au Sud/Sud-est d'Alger et à 270 km au Sud/Sud-est de Hassi Messaoud. L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer. Cette région est caractérisée par un climat désertique (sec avec un très faible taux d'humidité). Avec une fréquence importante des vents de sable. La région de Rhourde Nouss est à vocation principalement gazière. Elle est dotée de deux usines de traitement gaz, et d'un centre de traitement d'huile. Elle produit sa propre énergie électrique au moyen d'une centrale électrique de 21 MW.

1-1- Organisation de la direction régionale de Rhourde Nouss :



1-2 Division Maintenance :

La mission principale de la Division MN c'est de veiller à assurer le bon fonctionnement des équipements et machines des installations à travers les taches suivantes :

Annexe

- ◆Exécution des programmes de maintenance préventifs et curatifs relatifs aux entretiens mécanique, électriques et d'instrumentation.
- ◆Elaboration de cahiers des charges et contrats pour la préconisation en pièces de rechanges et assistance technique pour l'exploitation des systèmes de contrôle.
- ◆Etude et analyse des pannes fréquentes sur équipements stratégiques ayant un impact direct sur la production et proposition de modification à réaliser pour une réduction du nombre d'interventions
- ◆Suivi des fonctionnements de machines et équipements et suggestion de solutions d'amélioration en vue d'exploitation rationnelle pour un régime optimum.
- ◆Suivi et analyses des produits bruts des différents champs.
- ◆Suivi de l'injection et comportement des inhibiteurs de corrosion.
- ◆Suivi et analyse vibratoire des machines tournantes.
- ◆Suivi de la gestion des stocks des PR.
- ◆Suivi des mesures d'épaisseurs des installations de surface et points critiques des unités de traitement dans le cadre de la lutte contre la corrosion.
- ◆Maintenance des systèmes de contrôle des paramètres d'exploitation des unités de traitement et réseau anti-incendie.
- ◆Etalonnage des instruments de contrôle, synchronisation des vannes de régulation et tarage des soupapes de sécurité.
- ◆Elaboration et suivi de réalisation du PMTE [des grands travaux de maintenance].
- ◆Exploitation d'une centrale électrique par la production et distribution d'énergie.
- ◆Participation à la réalisation des objectifs prévisionnels de La Direction régionale par l'exécution des grands travaux relatifs aux :

Annexe

- Arrêts partiel et ou général pour inspections réglementaires [triennales et ou décennales] des APG, des appareils de levage et équipements électriques [Transformateurs et mise à la terre].

- Programmes Prévisionnels de révision de machines stratégiques [Turbines – Compresseurs – pompes d'expédition – Turboexpenseurs].

- Projets de revamping et développements du site.

- Enrichissement, actualisation ainsi élaboration des anciennes et nouvelles procédures de maintenance.

Dans le service inspection corrosion, pour réaliser les analyses on utilise quelque appareillage :

2- Dosage du fer total par spectrophotométrie DR 2800 :

L'appareil utilisé est un spectrophotomètre portatif Hach DR 2000. L'utilisation de cet appareil pour le dosage du fer total dans une eau se fait en effectuant les opérations suivantes :

- ◆ allumer l'appareil en appuyant sur la touche **POWER** ;

- ◆ introduire le numéro du programme correspondant à l'élément à doser et à la méthode, ici le code **265**.

- ◆ valider ce code avec la touche **READ ENTER**.

- ◆ l'appareil affiche la longueur d'onde appropriée (**510 nm**) qu'il faut fixer en tournant la molette située sur le côté droit de l'appareil ;

- ◆ valider cette valeur avec la touche **READ ENTER**.

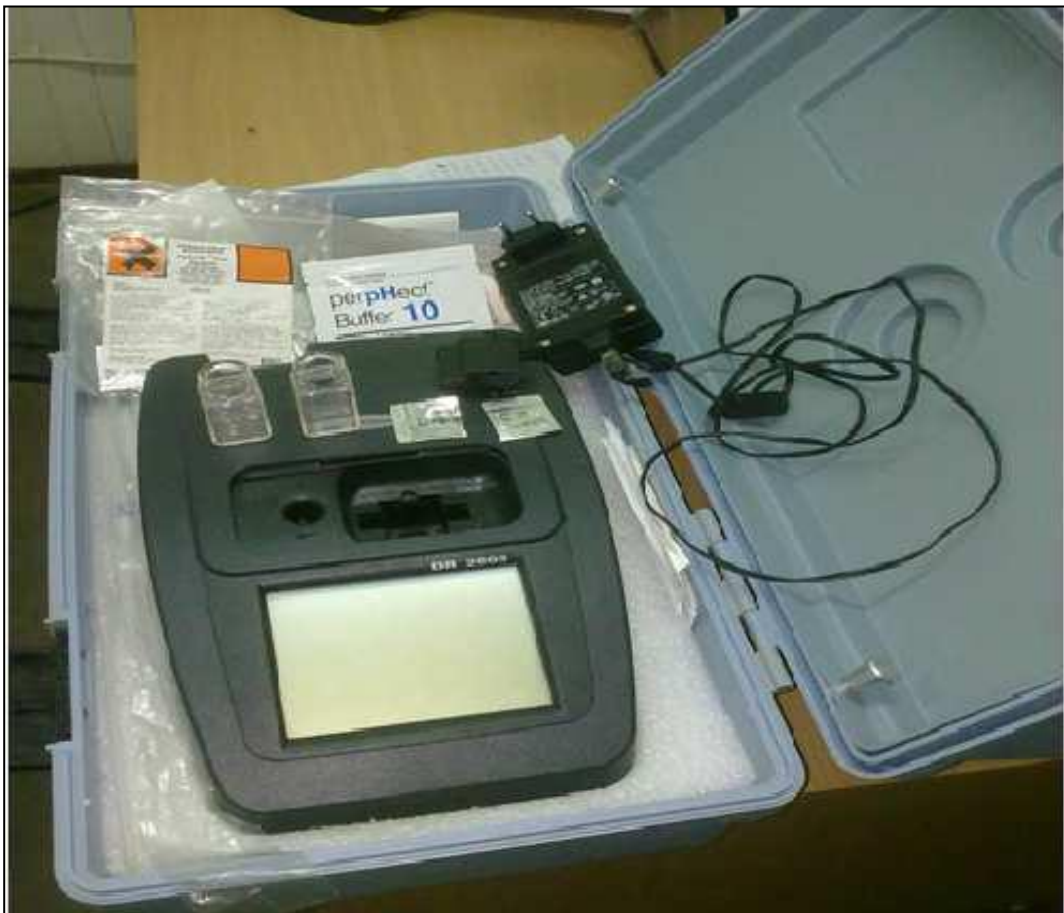
- ◆ mettre 25 ml de l'échantillon à analyser dans chaque cuve, la première servira pour le blanc, ajouter une dose de réactif dans la deuxième et agiter.

- ◆ appuyer sur la touche **SHIFT TIMER**.

Annexe

◆Attendre le bip sonore et placer la cuve contenant le blanc la fente du spectrophotomètre, fermer le couvercle et appuyer sur la touche **CLEAR ZERO**, l'appareil affichera la valeur zéro (0).

◆Retirer la cuve du blanc et la remplacer par la deuxième cuve, fermer le couvercle et appuyer sur la touche **READ ENTER**, l'appareil indiquera la teneur de l'échantillon en fer total en mg par litre. Si cette teneur est supérieure à 3 mg/l, procéder à des dilutions.



Dosage du fer total par spectrophotométrie DR 28

3- pH-mètre :

Un **pH-mètre**, relié à une sonde pH-métrique, est un appareil qui permet de mesurer le **pH** d'une solution aqueuse. (**Voir la figure**)

3-1 Programmation

- ◆ Allumer le pH-mètre : (ON/OFF/MODE)
- ◆ Pour entrer en mode de programmation, appuyé sur le bouton (ON/OFF/MODE) jusqu'à ce que "TEMPS" apparaisse à l'écran (environ 6 secondes sans relâcher la touche).
- ◆ Utiliser le bouton (SET/HOLD) pour changer l'unité de température (sélectionner °C).
- ◆ Appuyer sur (ON/OFF/MODE) une fois à nouveau : l'instrument propose "7,01 BUFF" ou "6,86 BUFF". Utiliser le bouton (SET/HOLD) pour sélectionner "7,01 BUFF".
- ◆ Appuyer sur (ON/OFF/MODE)



pH-mètre

3-2 Etalonnage du pH-mètre :

Avant d'être utilisé, un pH-mètre doit être **étalonné**, généralement avec deux solutions étalon de pH connu. Les étapes de cette opération comme suivant :

- ◆ Allumer le pH-mètre : (ON/OFF/MODE)

Annexe

◆ Appuyer sur (ON/OFF/MODE) (**environ 3 secondes sans relâcher la touche**) jusqu'à ce que l'appareil affiche "CAL" puis relâcher. L'instrument entre en mode étalonnage en affichant "pH 7,01 USE".

◆ Immerger l'électrode pH dans la solution tampon pH=7,0 et agiter pendant l'étalonnage. L'appareil affiche "REC" et le symbole "CAL" clignote pendant cette étape.

Remarque :

Au bout de 12 secondes le message "USE" est remplacé par "WRNG" si la sonde n'a pas été immergée dans la solution tampon. L'étalonnage se poursuit normalement dès que la sonde est introduite dans la solution.

◆ Lorsque l'instrument a accepté le premier point d'étalonnage, un message "pH 4,01 USE" apparaît et l'appareil émet un bip.

Plonger l'électrode (après l'avoir rincée) dans la solution tampon pH=4,0 et agiter. L'appareil affiche "REC" et le symbole "CAL" clignote durant l'étalonnage.

◆ Lorsque l'instrument a accepté le deuxième point d'étalonnage, un message "OK2" est affiché avant le retour en mode normal de fonctionnement. Le symbole "CAL" est affiché pour montrer que l'instrument a été étalonné.

Remarque :

1- La sonde du pH-mètre est un objet fragile à manipuler soigneusement.

2-Rincer la sonde pH à l'eau distillée à chaque fois que la sonde est changée de solution et l'essuyer délicatement avec un morceau de papier Joseph.

3-La sonde pH ne doit pas rester longtemps à l'air libre ou dans des solutions trop basiques : à la fin des mesures, ranger la sonde pH dans sa solution de stockage.

Un mauvais étalonnage peut être dû à :

- électrode pH trop vieille,
- humidité dans la prise,
- électrolyte trop vieux,

Annexe

- erreur dans la procédure de calibration,
- solutions tampons trop vieilles.

3-3 Mesures de pH :

- ◆ Verser la solution à étudier dans un bécher.
- ◆ Plonger la sonde, agiter la solution puis attendre la stabilité de l'affichage.
- ◆ Noter la valeur de la mesure.
- ◆ Rincer la sonde à l'eau distillée.
- ◆ Ne jamais laisser le pH-mètre allumé quand la sonde ne plonge pas dans une solution !
- ◆ Pour refaire une mesure, reprendre la suite des opérations.

Pour éteindre l'instrument, appuyer sur (ON/OFF/MODE) jusqu'à ce que l'appareil affiche "OFF" puis relâcher.

4- Mesure d'épaisseur par Ultrasons :

La figure montre un kit de mesure d'épaisseur par Ultrason. Il est composé d'un palpeur, mesureur, couplant (à base de vaseline).



Position du palpeur sur le pipe.

Annexe

Cette méthode est très importante, pour la sécurité des personnes. En effet elle permet de prévoir les percements et les éclatements des lignes des installations de surface, là où il y a une présence du personnel du travaillant au niveau du champ. Aussi qu'au niveau de l'usine.

Le principe du suivi des épaisseurs repose sur le fait que les mesures sont réalisées et comparées avec les précédentes dans le but non seulement de faire le point sur l'épaisseur au niveau du point de mesure, mais encore cela permettra d'avoir une idée sur la vitesse de dégradation au niveau d'un endroit précis (suivant une analyse de tendance de perte d'épaisseur).

Cependant aucune mesure ne peut être réalisée au niveau des lignes enterrées, ce qui amoindrit un peu cette méthode.

De plus, fait de la difficulté lors de la mise en œuvre, le nombre de point de mesure doit être maintenu au strict minimum représentatif

Abstract

Algeria is one of the most important oil-producing countries. But the presence of some impurities contained in the crude is a risk for production equipment. That's why we studied in this work the phenomenon of corrosion in the field of Rhourde Nous caused by impurities contained in the crude. We have studied the evolution of this phenomenon by using the methods of monitoring the phenomenon of corrosion and we have studied the fight against this phenomenon.

Key words: crude, corrosion, CO₂, Rhourde Nous, tracking method.

Résumé

L'Algérie est l'un des pays producteurs de pétrole les plus importants. Mais la présence de certaines impuretés contenues dans le brut est un risque pour les équipements de production. C'est pour ça nous avons étudié dans ce travail le phénomène de corrosion dans le champ de Rhourde Nous causé par les impuretés contenues dans le brut. Nous avons étudié l'évolution de ce phénomène en utilisant les méthodes de suivi du phénomène de la corrosion et nous avons étudié la lutte contre ce phénomène.

Mots clés : brut, corrosion, CO₂, Rhourde Nous, méthode de suivi.

ملخص

الجزائر هي واحدة من أهم الدول المنتجة للنفط. ولكن وجود بعض الشوائب الواردة في النفط الخام هو خطر على معدات الإنتاج لهذا السبب درسنا في هذا العمل ظاهرة التآكل في مجال غرد النص الناجمة عن الشوائب الواردة في النفط الخام. لقد درسنا تطور هذه الظاهرة باستخدام الية تتابع ظاهرة التآكل ولقد درسنا مكافحة هذه الظاهرة

الكلمات الرئيسية: الخام ، والتآكل ، ثاني اكسيد الكربون غرد النص الية التتابع